



W
28
(8840)

Documento de Trabajo

8 8 4 0

UN ANALISIS CUANTITATIVO DEL SECTOR DE
PRODUCCION Y TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Miguel Jerez Méndez

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Y EMPRESARIALES.- UNIVERSIDAD COMPLUTENSE

- Campus de Somosaguas . 28023 - MADRID

Un Análisis Cuantitativo del Sector de Producción
y Transporte de Energía Eléctrica

Miguel Jerez Méndez

Departamento de Economía Cuantitativa

Facultad de C. Económicas y E.

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

Resumen: En este trabajo se presentan algunos resultados obtenidos en un estudio del sistema eléctrico peninsular. Para ello se emplea un modelo lineal de los subsistemas de producción y transporte de energía eléctrica. El modelo utilizado presenta, como rasgos peculiares, un tratamiento especialmente detallado de las dimensiones espacial y temporal del problema de planificación. En concreto, es el primer intento realizado en el sector eléctrico español, de representar de forma conjunta la producción y el transporte de energía eléctrica.

Introducción.

En los años posteriores a la segunda guerra mundial, el sector eléctrico en la mayor parte de los países desarrollados se benefició de una situación caracterizada por la estabilidad de los precios relativos de las distintas fuentes de energía primaria y por altas tasas de crecimiento del consumo.

La crisis energética de los años 70 ha perturbado sustancialmente este escenario, dando lugar a una reducción importante de la tasa de crecimiento de la demanda de energía y, por consiguiente, a la aparición de fuertes excesos de capacidad productiva. Además, el shock de los precios del petróleo perturbó los costes relativos de las distintas fuentes de energía primaria, por lo que las inversiones decididas antes de la crisis resultan con frecuencia inadecuadas para la nueva estructura de costes o, en el mejor de los casos, requieren una reconversión significativa.

En 1986 se produjo la primera caída importante de los precios del petróleo desde 1973. El papel central que el petróleo juega en el abastecimiento energético, mundial hizo que la reducción de su precio se extendiera rápidamente al resto de las energías primarias comerciales (especialmente al gas y el carbón) y a los precios energéticos finales. En Diciembre de 1986, la vuelta de la OPEP al sistema de precios fijos determinó una nueva recuperación del precio de los distintos crudos. Desde entonces, el comportamiento de los precios de los productos energéticos ha sido errático e inestable, aunque dominado por una tendencia a la baja.

En esta situación de incertidumbre, la magnitud de los volúmenes de capital afectados por estas decisiones de inversión y la posibilidad de contingencias imprevisibles que aceleren la obsolescencia de los equipos, determina la necesidad de formular políticas flexibles. Para el diseño de estas políticas, resulta importante disponer de sistemas cuantitativos avanzados de apoyo a la planificación.

En este trabajo se presentan algunos resultados obtenidos en el estudio, a lo largo del período 1985-1992, del sistema eléctrico peninsular. Para ello se emplea un modelo lineal de los sistemas de producción y transporte de energía eléctrica.

El modelo se ha optimizado bajo distintas hipótesis acerca del valor de los parámetros básicos del PEN-83. De esta forma, puede evaluarse la consistencia de los supuestos del Plan Energético y de la información de uso corriente en el sector. Así mismo, se cuantifican los costes económicos de distintas alternativas de política energética y se analizan algunos temas de actualidad.

El modelo se formula matemáticamente en el apartado 1. Está basada en distintos estudios patrocinados por Electricité de France, como los de Massé del 62, Massé y Gibrat del 64 y Bessière y Massé del 64¹. En los últimos años se han producido diversas contribuciones destacables a esta línea de investigación, como las de Scherer del 76 y 77, Hobbs del 84 y Villasana, Garver y Salon del 85. En España este tipo de análisis no tiene una tradición comparable a la Francesa. No obstante, cabe destacar algunos casos concretos como el del modelo "SIMON", que está siendo explotado en la actualidad en UNESA.

Una característica común a todos los modelos de planificación que se han aplicado al sector eléctrico español, es que se ignora la dimensión espacial del problema. A diferencia de los trabajos anteriores, la dimensión espacial de nuestro modelo es uno de sus rasgos básicos y es el primer intento, realizado en el sector eléctrico español, de representar de forma conjunta los sistemas de generación y transporte. Un producto adicional del análisis es la construcción, por primera vez en España, de curvas monótonas de carga desagregadas a nivel local.

¹ Estos desarrollos originales han sido resumidos en Anderson (1972).

En el apartado 2., se resumen algunos de los resultados obtenidos. En concreto, además de los resultados de la optimización del Sistema Público Peninsular bajo los supuestos del PEN, se ha realizado una prueba de la sensibilidad del plan ante el abandono parcial de la moratoria nuclear².

En el apartado 3. se resumen las conclusiones del trabajo y se discuten posibles extensiones del análisis y, finalmente, en el apartado 4. se recoge una bibliografía básica acerca de los temas discutidos.

De entre las muchas personas con quienes he adquirido una deuda de gratitud en el desarrollo de este trabajo deseo destacar al Prof. Jaime Terceiro, mi director de mi Tesis y al Prof. Daniel Villalba, que me inició en el campo de la Programación Matemática. Además de ser "culpables" de gran parte de la formulación, sus enseñanzas, comentarios y consejos están de una u otra forma reflejados en todo el análisis. Además, he recibido muchas sugerencias útiles de distintos miembros del Departamento de Economía Cuantitativa de la U.C.M. Deseo agradecer a Luis Corchón, Mercedes Gracia y al resto de mis compañeros su interés, dedicación y, en muchas ocasiones, paciencia. En los aspectos de recogida de información y evaluación de los resultados, ha sido inapreciable la colaboración del personal del Ministerio de Industria y Energía, REDESA, UNESA y distintas compañías eléctricas.

² Este planteamiento y los resultados que se presentan, se discuten con más extensión, en mi Tesis Doctoral, vid. Jerez (1980).

1. El Modelo de Optimización.

1.1 Características generales.

En este apartado se presenta un modelo lineal del sistema de producción y transporte de energía eléctrica que incorpora la definición, a lo largo de la geografía peninsular, de diecinueve zonas de producción, consumo y transbordo de energía. Este modelo ha sido desarrollado en dos contextos informáticos distintos: microordenadores y "mainframes".

El modelo permite determinar, para todos los años del horizonte de planificación, los niveles óptimos de producción de energía en valle, llano y punta) de todas las centrales consideradas, así como las inversiones en la red de alta tensión que minimizan la correspondiente función de costes.

El problema dual asociado proporciona una serie de precios sombra de las capacidades productivas y de transporte, interpretables como los costes marginales de éstas. Es posible, pues, analizar su evolución a lo largo del horizonte temporal considerado y emplearlos para calcular costes relativos de la electricidad, diferenciados por zonas y modos de producción. También puede estudiarse cómo varían los costes medios de producción.

El modelo puede utilizarse también para evaluar, en cuanto a precios y niveles de cobertura de la capacidad instalada, la posible inclusión de nuevas centrales o transformación (fuel a carbón) de algunas de las existentes, teniendo en cuenta las restricciones de la red de transporte. Este tipo de análisis puede realizarse bajo distintas hipótesis acerca del crecimiento de la demanda.

El mismo modelo se ha desarrollado en dos versiones, que se distinguen por el horizonte temporal a lo largo del cual se plantea el problema y el entorno informático en el que operan.

La más compleja de estas versiones, es la implantada en mainframe o modelo multietapa. Con la base de datos utilizada, puede optimizarse el sistema de producción y transporte de energía para cualquier subconjunto del período 1985-1992. Debido al tamaño del programa lineal (4000 variables, 2000 restricciones y 1000 cotas, aproximadamente) se han empleado lenguajes especializados en la generación de matrices e informes. Esta versión del modelo ha sido desarrollada en un ordenador Sperry 1100.

La magnitud del problema multietapa da lugar a que su explotación resulte costosa en términos de tiempo de cálculo. Por otra parte, la complejidad de los lenguajes de generación utilizados dificulta su mantenimiento por parte de usuarios no especializados en este tipo de técnicas. Por estas razones, se decidió programar una segunda versión: la versión microinformática o modelo monoetapa. Con el modelo monoetapa sólo se puede optimizar el sistema en un período. Sin embargo, la utilización de un estilo de diálogo interactivo, permite su manejo por operadores de nivel informático medio. Además, las limitaciones del modelo monoetapa se compensan parcialmente por la posibilidad de llevar a cabo múltiples análisis de sensibilidad de forma sencilla y barata. Por último, existe la posibilidad de alimentar los resultados del proceso de optimización en sistemas de tratamiento de datos de uso generalizado en el entorno de los ordenadores compatibles IBM, como hojas de cálculo por ejemplo. Para la utilización del sistema microinformático, se requiere el empleo de un ordenador personal IBM XT, AT o compatible, con disco duro, 640 Kilobytes de RAM, DOS 3.0 (o superior) y coprocesador matemático 80x87.

1.2 Modelización del sistema eléctrico.



La energía eléctrica es el resultado de un proceso de transformación de energía primaria (petróleo, carbón, gas etc.), en energía secundaria (electricidad). La gestión a gran escala de este proceso resulta extraordinariamente compleja debido, en gran medida, a que la energía eléctrica es un bien muy peculiar:

1. No es almacenable de forma económica.
2. La demanda de electricidad exhibe un comportamiento altamente estacional a lo largo del día, de la semana y del año. Esta variabilidad se ve afectada, además, por fenómenos irregulares de naturaleza determinística (días festivos etc.).
3. La oferta de energía eléctrica se caracteriza por la existencia de fuertes economías de escala.
4. La energía eléctrica puede obtenerse a partir de todas las fuentes comerciales de energía primaria.

El aprovechamiento de las distintas fuentes de energía primaria, implica la utilización de diferentes tecnologías. En términos económicos, estas tecnologías pueden caracterizarse por los plazos de construcción de los correspondientes equipos generadores y su vida útil y, finalmente, la magnitud de los costes fijos y variables en que se incurre durante la explotación. Así mismo, no todos los equipos generadores pueden operarse de la misma forma, ya que presentan características distintas en cuanto al tiempo de arranque, capacidad para variar el output energético, interrumpibilidad etc. Además, los bienes de capital utilizados para la producción de energía eléctrica presentan un peculiar ciclo de vida, caracterizado por dos rasgos fundamentales: los costes del capital repercuten sobre las empresas propietarias mucho antes de que comience la recuperación del capital invertido y las decisiones de inversión adoptadas en el presente resultan condicionantes durante largos periodos.

1.2.1 Caracterización de las zonas de generación.

Como ya se indicó anteriormente, la electricidad es una forma de energía secundaria, que puede obtenerse a partir de todas las fuentes comerciales de energía primaria: energía hidráulica, energía térmica convencional (obtenida a partir de la combustión de carbones, fuel y gas) y energía nuclear. Las centrales basadas en cada una de estas fuentes energéticas muestran características económicas y tecnológicas distintas.

La producción hidráulica.

En las centrales hidráulicas, la electricidad se obtiene aprovechando la energía cinética derivada del flujo de agua. Desde el punto de vista técnico, el equipo hidroeléctrico se caracteriza por una elevada capacidad de modulación (rapidez en el arranque, parada y variación de la carga) por lo que resulta adecuado para seguir las fluctuaciones de una demanda rápidamente cambiante. Por otra parte, los costes de inversión del equipo hidráulico son muy elevados aunque, en contrapartida, sus costes de operación son tan pequeños que, a efectos prácticos, pueden considerarse nulos. Las centrales hidráulicas pueden agruparse en dos categorías: centrales hidroeléctricas convencionales y centrales de bombeo.

a) Centrales hidroeléctricas convencionales: Cabe distinguir dos tipos de central:

- Centrales de embalse regulador: El equipo generador se sitúa alineado con una esclusa por la que se vierte el agua contenida en un embalse, de manera que el flujo de agua queda perfectamente controlado.
- Centrales fluyentes: Estas centrales no cuentan con ningún dispositivo de almacenamiento del agua. Generalmente aprovechan el flujo de agua a través del cauce de un río. Debido a la ausencia de un mecanismo de embalse,

todo el flujo de agua que llega a ellas y que no se emplea para generar electricidad queda desaprovechado. Es lo que se conoce comúnmente como vertido.

En ambos casos, la cantidad de energía producible depende, básicamente, de la aportación de agua turbinable y/o embalsable que reciba el equipo generador. La energía producible neta es, por tanto, una variable aleatoria que recoge la incertidumbre propia del fenómeno hidrológico junto con otras aleatoriedades derivadas de las averías del equipo generador, la demanda de mercado, la disponibilidad de capacidad de transporte etc., que determinan el desaprovechamiento de parte de la energía producible bruta.

b) Centrales de bombeo: La producción por bombeo constituye una forma de almacenamiento indirecto de energía. El equipo generador se sitúa entre dos embalses, naturales o artificiales, situados a distinto nivel y unidos por una conducción. El bombeo consiste en la elevación de agua por medios electromecánicos desde el embalse situado en el nivel inferior. Esta operación suele llevarse a cabo en momentos en los que la electricidad resulta barata (horas valle). El agua bombeada se aprovecha para producir electricidad en las horas punta de forma que el proceso resulta económico pese a que sus pérdidas son sustanciales.

El condicionante fundamental de la energía hidráulica producible es, en el caso español, la irregularidad de las precipitaciones que, junto con otras variables, determina una gran variabilidad en el caudal de los ríos. Esta irregularidad da lugar a un alto grado de incertidumbre en las previsiones de energía hidroeléctrica producible. Tradicionalmente, estas previsiones se presentan bajo tres hipótesis: la de año hidráulico medio (aquél que tiene una probabilidad del 50% de ser superado), la de año hidráulico seco (que tiene una probabilidad del 95% de ser superado) y la de año hidráulico húmedo (que tiene una probabilidad del 5% de ser superado).

La producción térmica.

El funcionamiento de las centrales térmicas se basa, en general, en el calentamiento de un fluido que produce, al circular por una turbina, energía mecánica. Finalmente, esta energía mecánica se convierte en electricidad mediante un alternador.

Existen dos clases de equipos térmicos utilizados en el sector eléctrico español²:

a) Centrales térmicas convencionales: Utilizan la combustión de fuel, gas natural o carbón. Sus costes de capital por unidad de capacidad son, en general, inferiores a los de las centrales hidroeléctricas. En contrapartida, sus costes de operación son más altos y disfrutan de una menor capacidad de modulación.

b) Centrales nucleares: Suelen estar previstas para funcionar a plena carga durante largos períodos de tiempo por lo que su capacidad de modulación es muy pequeña. Requieren fuertes inversiones de capital y sus costes de explotación son muy inferiores a los de las centrales térmicas convencionales.

El cálculo de la energía producible neta del equipo térmico es menos incierta que la del equipo hidroeléctrico. Algunos factores relevantes para su determinación son los autoconsumos de las centrales y las necesidades de parada por mantenimiento y averías. Finalmente, cabe decir que la explotación día a día de grupos térmicos debe tener en cuenta la existencia de un mínimo técnico de capacidad por debajo del cual no puede operar el grupo. Además, no se puede proceder de forma continuada a arrancar y parar los grupos, ya que esto disminuye su vida útil y aumenta la probabilidad de averías. Todos estos factores deben tenerse en cuenta en los planes

² Existe aún una tercera categoría: las turbinas de gas. En estos equipos, el gas de la combustión se alimenta directamente a la turbina. Se caracterizan por un tiempo de arranque muy corto y unos elevados costes de operación. El sistema eléctrico español no utiliza en la actualidad esta tecnología.

de operación diarios, pero tienen menos importancia en los estudios a largo plazo del sistema en su conjunto.

En nuestro modelo, la producción térmica de cada zona queda caracterizada por el conjunto de centrales térmicas con capacidad superior a 20 Mw comprendidas en su entorno geográfico. Estas centrales son las que actualmente están en funcionamiento y aquellas para las que el P.N. ha fijado su puesta en marcha hasta el año 1992.

Los costes de generación en pts/hora de una central térmica, son función lineal de la carga que esta central soporta en un momento determinado (Vid. fig. 1.2.1.1). La ordenada en el origen de esta recta b, así como su pendiente a, determinan completamente los costes de la central. Los parámetros a y b que hemos utilizado, vienen definidos en el documento de ASELECTRICA/Centro de Control Eléctrico (CECOEL), ref.: CC-4001, de Abril de 1984, titulado "Actualización de Costes Marginales de Producción de las Centrales Térmicas". El sistema de cálculo permite el cómputo automático de los costes en función de los costes de combustible, lo cual facilita la realización de un análisis de sensibilidad de la solución óptima respecto a distintos perfiles de crecimiento en los precios de los combustibles utilizados (nuclear, fuel-oil, carbon y gas), a lo largo de todo el horizonte de planificación considerado.

Partiendo de la caracterización anterior tendremos una función de costes configurada tal como se indica en las fig. 1.2.1.a y 1.2.1.b. Dados a y b, puede calcularse el coste en pesetas, de la unidad de energía (en KWh) producida en una central determinada operando a un nivel de potencia X, tal que $X_{min} \leq X \leq X_{max}$

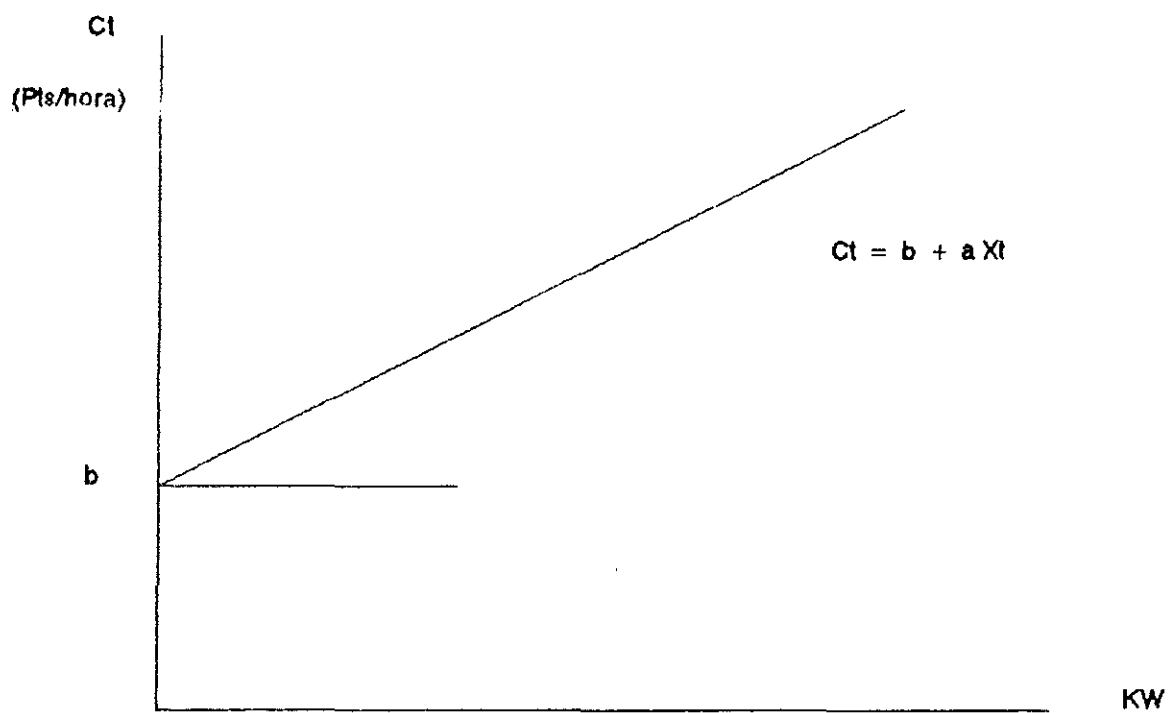


Fig. 1.2.1.a: Función de costes de generación en Pts/hora.

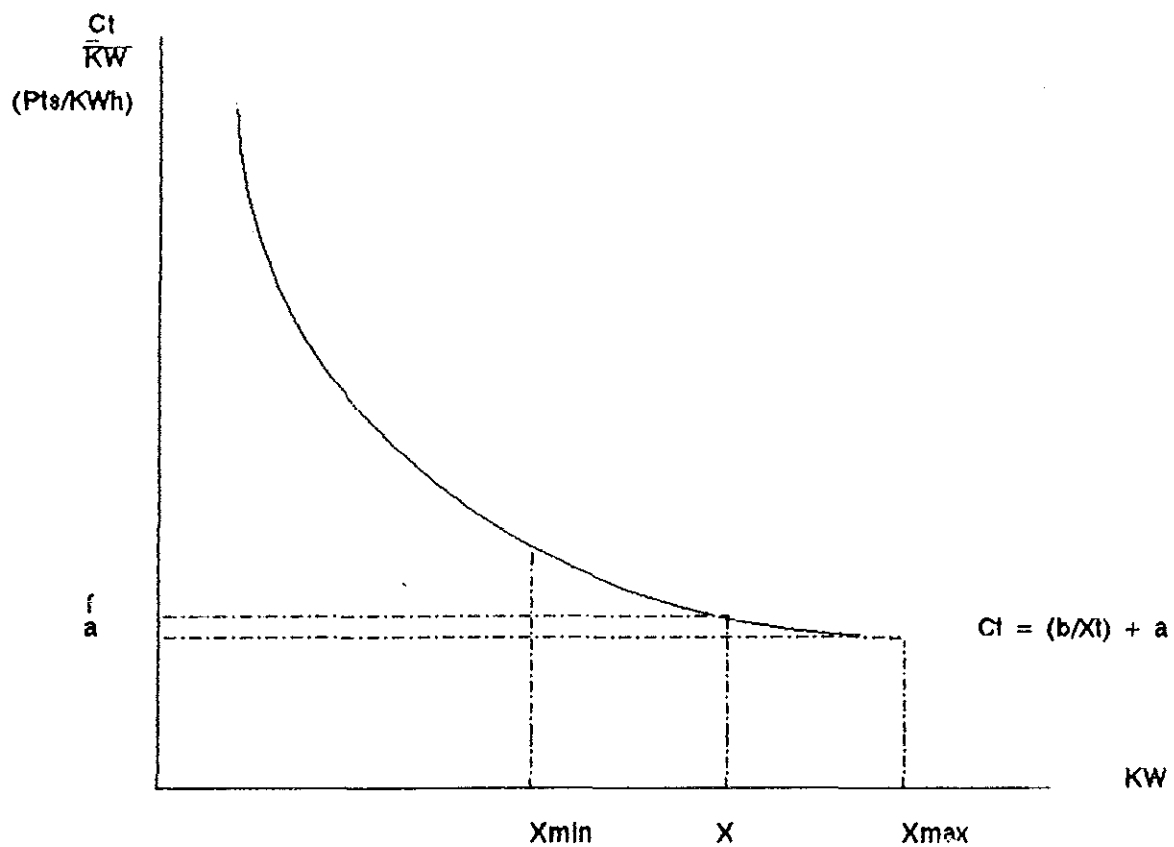


Fig. 1.2.1.b: Función de costes de generación en Pts/KWh.

En nuestro análisis, el coste unitario de producción se ha determinado independientemente del nivel de potencia, con el objeto de obtener una aproximación lineal de la función objetivo. Para ello, se han utilizado las siguientes hipótesis:

a) Para centrales nucleares: $X = X_{\max}$

b) Para centrales de carbón: $X = 0.8 X_{\max} + 0.2 X_{\min}$

c) Para centrales de fuel: $X = 0.6 X_{\min} + 0.4 X_{\max}$

Estas hipótesis han sido derivadas a partir de la práctica común en el sector. Además, sometiendo estos parámetros a un análisis de sensibilidad adecuado, resulta inmediato observar que:

- El plan final no es sensible a las hipótesis. Esto se debe a que la componente fundamental del coste de operación es el combustible empleado, y esta componente es independiente del término de potencia.
- Las hipótesis han sido construidas de forma que no perjudican comparativamente a plantas de la misma tecnología.

De acuerdo con lo anterior, y prescindiendo de los costes fijos (ya que la decisión de instalar una nueva central se supone tomada), cada una de las centrales térmicas queda caracterizada por sus costes medios de producción, expresados por el parámetro f_{kit} , en donde el subíndice k hace referencia a una central concreta, localizada en la zona i -ésima y t indica el período para el que se planifica la actividad.

A diferencia de las centrales térmicas, que se estudian individualmente, las centrales hidráulicas situadas en cada una de las zonas de generación, se han considerado como una única unidad de producción agregada. Por tanto, cada zona de generación tiene, en

este modelo, una sólo central hidráulica de forma que el embalse correspondiente a la zona i en el período t queda definido por las capacidades máxima (\bar{S}_{it}) y mínima (\underline{S}_{it}) de agua embalsada en términos de energía. Así mismo, existen límites para la potencia de generación ($\bar{X}_{(K_{it}+1)it}$), y el bombeo puro ($\bar{X}_{(K_{it}+2)it}$). También existen cotas superiores para la energía producida mediante bombeo puro ($\bar{E}_{(K_{it}+2)it}$) y bombeo estacional ($\bar{E}_{(K_{it}+3)it}$). La energía neta producible se representa por \bar{R}_{it} y la energía fluyente anual de la zona por F_{it} . Cada una de estas centrales tiene un factor de disponibilidad de la potencia hidroeléctrica convencional correspondiente al modo de producción p ($a_{(K_{it}+1)ipt}$) y de la potencia de bombeo puro ($a_{(K_{it}+2)ipt}$).

La consideración de períodos anuales es especialmente crítica en la modelización del sistema hidroeléctrico. Sin embargo, trabajar con períodos inferiores al año (semestres o trimestres) haría excesivamente grande la dimensión del problema multietapa, dado el horizonte temporal que se contempla.

1.2.2 Caracterización de las zonas de demanda.

El análisis del consumo de electricidad es de vital importancia para cualquier ejercicio de planificación energética. En primer lugar conviene tener en cuenta que, debido a la existencia de pérdidas en el sistema de transporte y distribución, no hay una forma única de medir el consumo de electricidad. La energía que solicitan los consumidores, medida a la entrada de su instalación, es lo que se conoce como demanda de electricidad o demanda de abonado. Para abastecer esta demanda, es necesario producir una cantidad de energía sustancialmente mayor, que se denomina demanda total o demanda en barras de central. Finalmente, existe una magnitud intermedia: la demanda en barras de subestación, que es el consumo medido en las subestaciones que conectan la red de alta tensión con los sistemas de distribución locales.

Debido a que la electricidad no puede almacenarse de forma económica, la oferta de energía debe adaptarse en cada instante a la demanda. Por su parte, los consumidores demandan energía de una forma altamente variable y estacional. Esta variabilidad hace extraordinariamente complejo el problema de planificación de la oferta a corto plazo.

En la terminología de uso corriente en el sector, a la energía solicitada por unidad de tiempo se la denomina carga. La representación gráfica de la evolución de la carga en un período determinado suele llamarse curva de carga.

La curva de carga, tal y como acaba de considerarse, proporciona una información muy detallada acerca del comportamiento del mercado. Para algunos estudios, resulta más conveniente disponer de una representación estática del consumo. Esta nueva forma de organizar la información consiste en ordenar las cargas del sistema de mayor a menor. Esta representación suele recibir el nombre de curva monótona de carga.

Si se realiza una aproximación por bloques de la curva monótona de carga, se obtendrá una representación más sintética todavía. La aproximación por bloques se basa en que el perfil de la monótona de carga sugiere la agrupación de las horas del día en varios subconjuntos o modos de producción, diferenciados según el nivel de carga característico de cada uno de ellos. Resulta tradicional considerar tres bloques por período:

- Bloque de punta, que recoge las horas con mayor carga.
- Bloque de llano, que reúne las cargas intermedias del sistema.
- Bloque de valle. Conceptualmente, el bloque de valle suele asociarse a las horas nocturnas.

En nuestro modelo, las zonas de demanda se caracterizan por sus curvas de carga, calculadas a partir de la demanda horaria provincial en barras de subestación. Las curvas de demanda horaria provinciales se han obtenido, mediante un proceso de agregación previo, a partir de información proporcionada por cada una de las empresas que operan en esa provincia. Previamente, a cada una de las zonas definidas se le asocian las provincias de su entorno geográfico, tal como se indica en el cuadro 1.2.2.1.

Las curvas de carga se aproximan descomponiéndolas en P modos de producción. Los resultados se han obtenido con $P=3$, definiendo los modos de producción de energía de valle (8760 horas), llano (5500 horas) y punta (1000 horas). Esto da lugar a un esquema como el que se muestra en la fig. 1.2.2.a.

Las ordenadas X_{i1} y X_{i2} se calculan mediante un algoritmo de mínimos cuadrados con restricciones. La aproximación rectangular es tal que minimiza la suma de los cuadrados de las distancias a la curva de carga, bajo la restricción de que el área de los tres rectángulos sea igual al área comprendida entre la curva

y los ejes de coordenadas, esto es, de que se cumpla la restricción de energía correspondiente a la zona.

A partir del valor máximo de la curva de carga nacional y de la suma de los valores máximos de las curvas correspondientes a las distintas zonas, se calculó el factor de diversidad* c_t como cociente de ambas magnitudes.

* El factor de diversidad es un parámetro cuya función es ajustar la asincronía de las cargas máximas del sistema. Si su valor se desvía sustancialmente de la unidad, esto quiere decir que la diversidad espacial del problema da lugar a desfases importantes entre las cargas punta locales.

Zona 1	Orense Pontevedra	Zona 11	Cádiz Málaga
Zona 2	La Coruña Lugo	Zona 12	Huelva Sevilla
Zona 3	Asturias	Zona 13	Badajoz Cáceres
Zona 4	Cantabria	Zona 14	Avila Salamanca
Zona 5	Vizcaya Guipúzcoa Alava Navarra La Rioja	Zona 15	Zamora León
Zona 6	Lérida Gerona	Zona 16	Palencia Valladolid Segovia Burgos
Zona 7	Barcelona Tarragona	Zona 17	Soria Huesca Zaragoza Teruel
Zona 8	Castellón Valencia Alicante Albacete	Zona 18	Ciudad Real Córdoba Jaén
Zona 9	Murcia	Zona 19	Cuenca Guadalajara Toledo Madrid
Zona 10	Almería Granada		

Cuadro 1.2.2.1: Provincias asignadas a las distintas zonas.

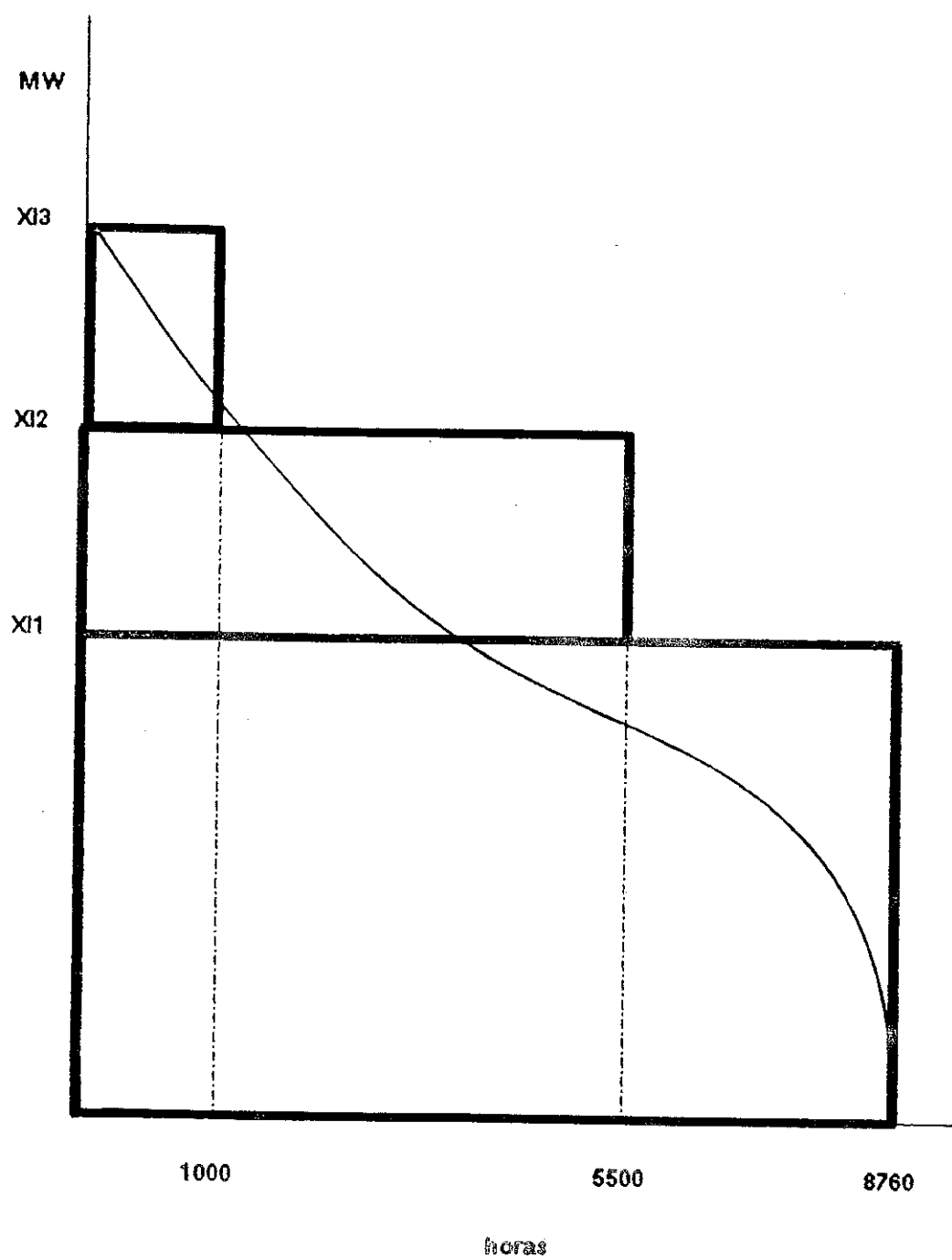


Fig. 1.2.2.a: Aproximación a la curva de carga.

A partir de esta aproximación, se obtienen directamente los coeficientes α_{ipt} , que representan la parte de la demanda total de energía de la zona i correspondiente al modo p en el período t, y tal que:

$$\sum_{p=1}^P \alpha_{ipt} = 1$$

Con objeto de estudiar la sensibilidad de la aproximación a la curva de carga por distintos modos de producción, se calcularon los valores de α_{ipt} , para 1983 considerando 3 y 6 modos de producción. Los resultados obtenidos en esta prueba, indican que la aproximación en tres bloques resulta suficiente para un análisis en períodos anuales, como el que aquí se plantea.

1.2.3 Caracterización del sistema de transporte.

La energía eléctrica llega al consumidor final a través de un sistema integrado de transporte y distribución. La característica espacial del modelo es uno de sus rasgos básicos y supone el primer intento global de integración de los sistemas de generación y transporte realizado en el sector eléctrico español.

La determinación simultánea de los planes óptimos de producción y transporte resulta importante debido a la probable existencia de interacciones significativas entre ambas actividades. Las razones que sustentan esta afirmación son cuatro⁵:

- a) El sistema de transporte proporciona una alternativa que puede resultar barata, en términos relativos, con respecto a la producción local.
- b) La red de alta tensión permite reducir el margen de reserva necesario para garantizar la satisfacción de la demanda con un grado de confianza determinado. Esto se debe a que, ante la eventualidad de un fallo en el suministro local, el sistema de transporte permite la cobertura del servicio aunque la zona afectada carezca de la potencia instalada necesaria.
- c) Cuando existe una diversidad interregional significativa entre los perfiles de las curvas de carga, el sistema de transporte permite aprovechar al máximo la capacidad productiva de bajo coste situada en otras zonas⁶.
- d) La red de alta tensión hace posible el aprovechamiento al máximo de economías de escala, mediante la instalación de grandes centrales, concebidas para ofrecer servicio a varias zonas.

⁵ Vid. Anderson (1972).

⁶ En nuestro caso, tal y como indica el valor del coeficiente de diversidad (0.96), no cabe esperar que este efecto tenga gran importancia.

En este análisis se consideran, exclusivamente, las líneas de transporte de 380 KV y 220 KV de tensión. Como puede verse en la figura 1.2.3.a, el modelo contempla un total de 42 interconexiones entre las 19 zonas consideradas. Este conjunto de líneas representa, por una parte, las ya existentes y previstas en el período de análisis: 1985-1992, y por otra, aquéllas cuya posible inclusión en el sistema de transporte se analizará mediante la optimización del modelo. Es decir, se determinan de forma óptima las inversiones a realizar en la instalación de nuevos circuitos en las líneas de conexión ya existentes, así como la inversión en nuevas líneas. El problema está parametrizado de tal manera que la inclusión de nuevos arcos se puede realizar de forma muy simple, existiendo, por tanto, la posibilidad de estudiar y evaluar otras configuraciones distintas de la nominal, que es la recogida en la fig. 1.2.3.a.

La capacidad de carga de las líneas de interconexión entre zonas depende básicamente de la capacidad térmica y de la estabilidad del sistema. Existen programas estándar diseñados para el cálculo del reparto de cargas, que se utilizan intensivamente en la práctica. Sin embargo, lo específico de este software y su complejidad han hecho prohibitivo, desde un punto de vista operacional, el integrarlo con modelos de generación⁷.

Con objeto de poder considerar simultáneamente transporte y generación se requiere otro tipo de modelos del sistema de transporte. La experiencia común a todas las formulaciones operativas⁸ indica que la aproximación más realista es la que se obtiene mediante un modelo de transbordo.

⁷ Vid. Hobbs (1984) y Villasana (1985).

⁸ Vid. Hobbs (1984) y Scherer (1976).



Fig. 1.2.3.a: Localización de las zonas de demanda, generación y transbordo de energía. Caracterización de la red de transporte.

Esta última formulación es la que utilizamos en este trabajo, y se traduce en la ampliación de las ecuaciones de balance energético de forma que incluyan los flujos de entrada y salida de energía en cada zona (vid. apartado 1.2.4).

La capacidad máxima de cada una de las interconexiones, que representaremos por \bar{Y}_{ijt} , debe fijarse en el mínimo de su capacidad térmica o de su estabilidad. El primero de ellos es función del voltaje y de las características del conductor. Sin embargo, el límite de estabilidad no es fijo y debe calcularse utilizando los procedimientos tradicionales.

Los valores así calculados pueden resultar excesivamente altos debido a que no se tiene en cuenta la posibilidad de que una o varias líneas estén fuera de servicio. Conviene, por tanto, fijar las capacidades máximas a valores que consideren una cierta capacidad de reserva que cubra la posibilidad de sobrecargas.

Como hemos señalado, la formulación del problema de transporte permite aumentar la capacidad de las interconexiones existentes en un momento dado y considerar nuevas interconexiones. Estas inversiones se determinan con el criterio de minimizar la función objetivo formulada en el apartado 1.3, cuyo segundo término recoge los costes de inversión en la red de transporte. Sobre la base de la información disponible, el efecto de los costes de mantenimiento de las líneas de transporte no es significativo. Sin embargo, la inclusión de estos costes puede hacerse de forma inmediata.

Puesto que el proceso de inversión es discreto, la función de costes correspondiente tendrá, en cada instante dado, una configuración escalonada. La incorporación de este tipo de funciones en nuestro programa puede hacerse utilizando variables enteras en cada circuito considerado. Para evitar una formulación mixta, que elevaría considerablemente la carga computacional del problema, se decidió aproximar la función de costes mediante una recta.

Cuando se consideran nuevas interconexiones, es conveniente hacer explícitos los costes fijos en que se incurre antes de disponer de nueva capacidad. Ello requeriría la utilización de una variable entera para cada una de los nuevos circuitos. Tampoco aquí tendremos en cuenta este efecto.

En cuanto a las pérdidas de transporte, también se ha recurrido a una aproximación lineal.

1.3 Formulación del modelo.

1.3.1 Función objetivo.

La función objetivo a minimizar consta de dos partes: La primera se refiere a los costes variables de generación (A), y la segunda a los costes de inversión en las líneas de transporte instaladas y las determinadas por el modelo (B), ambas en millones de pesetas. Tendremos entonces:

$$\min z = \sum_{t=1}^T \sum_{p=1}^P \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^{K_{it}} f_{kit} \cdot e_{kipt} \quad (A)$$

$$+ \sum_{(i,j) \in A} \sum_{t=1}^T l_{ijt} \cdot w(r,n) \cdot d_{ij} \cdot \sum_{v=1}^t Y_{ijv} \cdot 10^{-6} \quad (B) \quad (1.3.1)$$

En esta expresión, f_{kit} representa el coste actualizado en pesetas de producir un GWh por la central k de la zona i en el período t. Nótese que se supone que este coste no depende del nivel de potencia al que opera la central en cuestión (vid. apartado 1.2.). La energía producida por la central térmica k de la zona i correspondiente al modo de producción p en el período t la representamos por e_{kipt} .

Los coeficientes l_{ijt} corresponden al coste, en pesetas por MW y km de construir la red de alta tensión. La distancia entre las zonas i y j se representa como d_{ij} .

El factor de recuperación de capital $w(r,n)$, se define como:

$$w = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

en donde r es el tipo de descuento en términos reales, y n el período de amortización de la inversión.



La variable Y_{ijv} representa la ampliación de capacidad que resulta óptima para el arco que conecta las zonas j e i en el período v .

Los costes f_{kit} y l_{ijt} están dados en pesetas constantes de 1984, por lo que la función objetivo y los costes correspondientes a cada año también vendrán medidos en pesetas de 1984.

Esta función objetivo deberá minimizarse sujeta a unas restricciones que pretenden reflejar de forma realista, dentro de unos límites de complejidad aceptables, las condiciones en que opera el sistema eléctrico de producción y transporte.

1.3.2 Capacidad máxima del sistema.

Aunque el modelo del sistema eléctrico que consideramos es determinista, existe una cierta probabilidad de que se produzcan fallos o sucesos no previstos. Estos pueden ser: demandas por encima de la esperada, averías en alguna planta de producción, caída de ciertas líneas etc. Para reflejar esta probabilidad de forma agregada, obligaremos al sistema a tener una capacidad en exceso o margen de reserva, con la que poder hacer frente a estas eventualidades. El margen de reserva correspondiente al período t lo representamos por m_t . Ello permite modelizar de forma determinista un conjunto de sucesos de carácter intrínsecamente aleatorio.

Otro aspecto importante, cuando consideramos el sistema eléctrico en su dimensión espacial, es el distinto perfil de demanda de cada una de las 19 zonas consideradas en un mismo instante de tiempo. Este hecho lo recogemos utilizando un coeficiente c_t , en general distinto para cada período, llamado factor de diversidad. La inversa de este factor es lo que se conoce como factor de simultaneidad (vid. apartado 1.2.2.).

A partir de estos conceptos, se pretende asegurar que, para cada período, la potencia instalada (termoeléctrica, hidroeléctrica y de bombeo puro) sea mayor que la potencia necesaria, afectada por el margen de reserva y el factor de diversidad. Esta restricción queda:

$$\begin{aligned}
 & c_t \cdot (1+m_t) \cdot \sum_{p=1}^P \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^{K_{it}+1} \frac{1}{\theta_p} \cdot e_{kipt} \cdot 10^3 + \\
 & + c_t \cdot (1+m_t) \cdot \sum_{p=P_1+1}^P \sum_{i=1}^I \frac{1}{\theta_p} \cdot e_{(K_{it}+2)ipt} \cdot 10^3 \leq \\
 & \leq \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^{K_{it}+2} \bar{x}_{kit} \quad (1.3.2) \\
 & t = 1, \dots, T
 \end{aligned}$$

1.3.3 Capacidad de generación de las centrales térmicas e hidráulicas.

De acuerdo con la aproximación por rectángulos de la curva de carga, tendremos que la potencia máxima utilizada será la suma de las alturas de esos rectángulos, que vendrá dada por:

$$P = \sum_{p=1}^P \frac{e_{k_{ipt}}}{\theta_p}$$

Si consideramos que, en cada período, una planta está disponible solamente $100 \cdot a_{k_{ipt}}$ por ciento del tiempo (debido a obligados períodos de mantenimiento y/o averías imprevisibles) la restricción de que cada planta térmica puede operar como máximo a su potencia instalada $\bar{X}_{k_{it}}$, vendrá dada por:

$$\sum_{p=1}^P \frac{1}{a_{k_{ipt}}} \cdot \frac{1}{\theta_p} \cdot e_{k_{ipt}} \cdot 10^3 \leq \bar{X}_{k_{it}} \quad (1.3.3a)$$

$k = 1, \dots, K_{it}$
 $i = 1, \dots, I$
 $t = 1, \dots, T$

En cuanto a la potencia máxima de generación de energía hidroeléctrica, la restricción será del mismo tipo, esto es, si $\bar{X}_{(K_{it}+1)it}$ es la potencia hidroeléctrica instalada, entonces:

$$\sum_{p=1}^P \frac{1}{a_{(K_{it}+1)ipt}} \cdot \frac{1}{\theta_p} \cdot e_{(K_{it}+1)ipt} \cdot 10^3 \leq \bar{X}_{(K_{it}+1)it} \quad (1.3.3b)$$

$i = 1, \dots, I$
 $t = 1, \dots, T$

Una aproximación más realista, sería considerar que la potencia máxima de energía hidroeléctrica depende de la cantidad de agua embalsada y, por lo tanto, de la altura del embalse. En modelos con un nivel de agregación anual como el que aquí estamos tratando, esta posible extensión no aporta cambios significativos por lo que no la tendremos en cuenta.

La restricción de capacidad, aplicada a la energía obtenida mediante bombeo puro, quedará en la forma:

$$\sum_{p=P_1+1}^P \frac{1}{a_{(K_{it}+2)ipt}} \cdot \frac{1}{\theta_p} \cdot e_{(K_{it}+2)ipt} \cdot 10^3 \leq \bar{x}_{(K_{it}+2)it} \quad (1.3.3c)$$

i = 1, ... , I
t = 1, ... , T

En ella se supone que sólo se permite la utilización de energía generada en los modos $p = 1, \dots, P_1$ para bombear.

1.3.4 Capacidad de transporte

Bajo las simplificaciones y supuestos realizados en el apartado 1.2.3, podemos implantar la restricción de que la potencia máxima que puede soportar una línea de alta tensión, debe ser menor que su capacidad máxima instalada. Para la línea que va de i a j , esta restricción puede formalizarse como:

$$\sum_{p=1}^P \frac{1}{\theta_p} \cdot y_{ijpt} \cdot 10^3 + \sum_{p=1}^P \frac{1}{\theta_p} \cdot y_{jipt} \cdot 10^3 - \sum_{v=1}^t y_{ijv} \leq \bar{y}_{ijt} \quad (1.3.4)$$

$(i, j) \in A$
 $t = 1, \dots, T$

El término de la derecha de esta ecuación consta, a su vez, de dos partes: la primera, \bar{y}_{ijt} , representa la potencia, en MW, instalada entre i y j hasta el período t y sobre la que el modelo no tiene capacidad de decisión ya que, o bien son instalaciones realizadas, o bien está decidida su puesta en marcha dentro del período de planificación. La segunda parte de este término:

$$\sum_{v=1}^t y_{ijv}$$

representa el aumento acumulado de capacidad, determinado por el modelo, hasta el año corriente t . La suma de ambas las capacidades instaladas o decididas con anterioridad, más las determinadas en el proceso de optimización, dan lugar a la capacidad máxima disponible de transporte de energía entre i y j , en cada período.

En la parte izquierda de la ecuación, se suman las potencias empleadas en los trayectos de i a j y de j a i . Resulta claro que es físicamente imposible que aparezca un flujo bidireccional en el mismo período de tiempo. La lógica del proceso de optimización impedirá que suceda así ya que, si la circulación de energía a

través de i a j tiene un coste en términos de pérdidas, siempre se cumplirá que:

$$\begin{aligned} & \text{si } y_{ijpt} > 0, \text{ entonces } y_{jipt} = 0 \\ \text{y} & \text{si } y_{jipt} > 0, \text{ entonces } y_{ijpt} = 0 \end{aligned}$$

y ello porque si no fuera así, pese a que la solución obtenida sería formalmente factible, tendría un valor de la función objetivo más alto, esto es, no sería óptima.

1.3.5 Balance energético y satisfacción de la demanda.

El principio de conservación de la energía implica que, en cada nudo de transbordo del sistema eléctrico, la suma de energía que llega debe ser igual a la suma de la energía que sale. De esta forma, para cada nudo, y para los modos de producción inferiores, correspondientes a $p = 1, \dots, P_1$ se cumple que:

Energía producida por cada central, incluidas las hidroeléctricas:

$$\sum_{k=1}^{K_{it}+1} e_{kipt}$$

+ Energía llegada desde otros nudos de la red:

$$\sum_{j \in A_i} y_{jipt} (1 - b_{ijt} \cdot d_{ij})$$

debe ser igual a:

Energía enviada hacia otros nudos:

$$\sum_{j \in A_i} y_{ijpt}$$

+ La energía necesaria para obtener, en modos de producción superiores, una energía de bombeo puro equivalente a:

$$\sum_{p=P_1+1}^P e_{(K_{it}+2)ipt}$$

que es:
$$\frac{1}{q} \cdot \beta_{(K_{it}+2)ipt}$$

La energía necesaria para obtener por bombeo estacional una energía equivalente a:

$$e_{(K_{it}+3)it}$$

que es:
$$\frac{1}{g} \cdot \beta_{(K_{it}+3)ipt}$$

+ Consumo propio de la zona $(\alpha_{ipt} \cdot Q_{it})$

Suponemos, por tanto, una eficiencia en el proceso de bombeo igual a g , y que solamente se permite la utilización de energía generada en $p = 1, \dots, P_1$ para bombear. Para $p = P_1+1, \dots, P$ los balances son similares excepto que, en estos casos, se recupera parte de la energía empleada para bombear. Las ecuaciones para los distintos modos de producción quedarán, pues, como sigue:

$$K_{it}^{+1} - \sum_{k=1}^K e_{kipt} + \sum_{j \in A_i} y_{jipt} (1 - b_{ij} \cdot d_{ij}) - \sum_{j \in A_i} y_{ijpt}$$

$$- \frac{1}{g} \cdot \beta_{(K_{it}+2)ipt} - \frac{1}{g} \cdot \beta_{(K_{it}+3)ipt} = \alpha_{ipt} \cdot Q_{it}$$

(1.3.5a)

$$p = 1, \dots, P_1$$

$$i = 1, \dots, I$$

$$t = 1, \dots, T$$

$$K_{it}^{+1} - \sum_{k=1}^K e_{kipt} + e_{(K_{it}+2)ipt} + \sum_{j \in A_i} y_{jipt} (1 - b_{ij} \cdot d_{ij})$$

$$- \sum_{j \in A_i} y_{ijpt} = \alpha_{ipt} \cdot Q_{it}$$

(1.3.5b)

$$i = 1, \dots, I$$

$$p = P_1+1, \dots, P$$

$$t = 1, \dots, T$$

1.3.6 Balance de energía de bombeo.

Esta restricción refleja la identidad existente entre la suma de las energías netas dedicadas a bombeo en los modos inferiores $p = 1, \dots, P_1$ y la energía recuperada en $p = P_1 + 1, \dots, P$. Su formulación es:

$$\sum_{p=1}^{P_1} \beta_{(K_{it}+2)ipt} - \sum_{p=P_1+1}^P e_{(K_{it}+2)ipt} = 0 \quad (1.3.6a)$$

$i = 1, \dots, I$
 $t = 1, \dots, T$

$$\sum_{p=1}^{P_1} \beta_{(K_{it}+3)ipt} - e_{(K_{it}+3)it} = 0 \quad (1.3.6b)$$

$i = 1, \dots, I$
 $t = 1, \dots, T$

1.3.7 Balance de agua embalsada en términos de energía.

Esta es una restricción de continuidad en el stock de agua embalsada que impone, para todos los embalses, el cumplimiento de la relación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Agua embalsada al principio: } s_{i(t-1)} \\
 + & \quad \text{Agua neta recibida y producible : } \bar{R}_{it} \\
 + & \quad \text{Agua recibida por bombeo estacional: } e_{(K_{it}+3)it}
 \end{aligned}$$

debe ser igual a:

Agua utilizada en la producción de energía hidroeléctrica:

$$\sum_{p=1}^P e_{(K_{it}+1)ipt}$$

$$+ \quad \text{Agua embalsada al final : } s_{it}$$

Es decir:

$$s_{i(t-1)} - \sum_{p=1}^P e_{(K_{it}+1)ipt} + e_{(K_{it}+3)it} - s_{it} = - \bar{R}_{it} \quad (1.3.7)$$

$$\begin{aligned}
 i &= 1, \dots, I \\
 t &= 1, \dots, T
 \end{aligned}$$

Hemos considerado que la cantidad de agua embalsada al principio y al final del horizonte de planificación es la misma, e igual a la mitad de la capacidad de los embalses al principio del horizonte de planificación.

Con distintos valores de \bar{R}_{it} ($t = 1, \dots, T$) puede estudiarse la sensibilidad de la solución a la hidraulicidad anual.

1.3.8 Capacidad máxima y mínima de energía embalsada.

Los embalses tienen una capacidad máxima que no puede superarse (\bar{S}_{it}), y un mínimo técnico (\underline{S}_{it}), por debajo del cual no es aconsejable estar, y que suele corresponder al 20% de la capacidad máxima. Estos dos límites los implantaremos como:

$$\underline{S}_{it} \leq s_{it} \leq \bar{S}_{it} \quad (1.3.8)$$

$$i = 1, \dots, I$$

$$t = 1, \dots, T$$

1.3.9 Energía máxima generable mediante bombeo puro y estacional.

Tanto el bombeo puro como el estacional tienen una limitación en cuanto al tiempo y potencia de bombeo. Normalmente se bombeará durante las horas valle. La potencia de bombeo multiplicada por el número de horas en las que es posible bombear es la energía máxima generable. Para el bombeo puro, esta restricción será:

$$\sum_{p=P_1+1}^P e_{(K_{it}+2)ipt} \leq \bar{E}_{(K_{it}+2)it} \quad (1.3.9a)$$

$$i = 1, \dots, I$$

$$t = 1, \dots, T$$

Para el bombeo estacional:

$$e_{(K_{it}+3)it} \leq \bar{E}_{(K_{it}+3)it} \quad (1.3.9b)$$

$$i = 1, \dots, I$$

$$t = 1, \dots, T$$

1.3.10 Energía fluyente.

Algunos sistemas hidráulicos no tienen capacidad de almacenamiento para retener agua. Ello supone que, de no utilizar esta energía en modo valle, se pierde sin remedio. Esta restricción podemos expresarla como:

$$e_{(K_{it}+1)it} \geq \bar{F}_{it}$$

(1.3.10)

$i = 1, \dots, I$

$t = 1, \dots, T$

2. Resultados.

2.1 Introducción, criterios generales de análisis.

En este apartado se presentan los resultados obtenidos en una serie de ejercicios de optimización del modelo descrito en el apartado 1. En primer lugar, se optimiza el sistema de producción y transporte utilizando un conjunto de parámetros consistente con los supuestos de carácter económico y técnico a partir de los cuales se ha desarrollado el PEN-83. En concreto:

- Los principios de optimización de costes variables y gestión conjunta de la producción y el transporte, están recogidos en la función objetivo y la estructura del modelo.
- Los parámetros del modelo recogen las hipótesis del PEN en cuanto al crecimiento de la demanda, la capacidad disponible de producción y transporte etc.
- Para cuantificar algunos parámetros que no se determinan explícitamente en el PEN (la hidraulicidad en cada zona, por ejemplo) se ha acudido a hipótesis de uso corriente en el sector.

Este primer conjunto de supuestos forma lo que llamaremos el "escenario de referencia". En el trabajo original⁹, se presentaron los resultados correspondientes a una serie de análisis de sensibilidad. En concreto, se analizaron los efectos de reducciones en la capacidad de transporte, crecimiento de la demanda a un ritmo distinto del supuesto en el PEN, variaciones extremas en la hidraulicidad, abandono parcial de la moratoria nuclear y, finalmente caída de los precios del petróleo. En este trabajo, por razones de extensión, sólo se presentan con detalle los resultados correspondientes al escenario de referencia y a la evaluación de la Moratoria Nuclear.

⁹ Vid. Jerez (1980).

2.2 Resultados del modelo en el escenario de referencia.

Balance energético.

El balance energético describe, de forma agregada, cómo se ha satisfecho la demanda de energía en un año determinado. En el escenario de referencia se han obtenido los resultados que se muestran en el cuadro 2.2.1:

Período	Producc. Térmica 1	Consumo Bombeo 2	Producc. Hidro. 3	Producc. Bombeo 4	Pérdidas Transp. 5	DEMANDA 1+2+3+4+5
1985	78,546	(1,731)	30,581	1,212	(950)	107,657
1986	79,652	(1,801)	33,047	1,261	(949)	111,210
1987	82,674	(2,174)	33,818	1,522	(959)	114,880
1988	86,627	(2,470)	33,649	1,729	(864)	118,671
1989	87,976	(1,956)	36,090	1,369	(891)	122,587
1990	93,588	(1,956)	34,541	1,369	(909)	126,633
1991	95,462	(1,956)	36,900	1,369	(964)	130,812
1992	96,694	(1,956)	40,011	1,369	(990)	135,128
TOTAL	701,218	(16,000)	278,636	11,200	(7,476)	967,579
%Demanda	72.47	(1.65)	28.80	1.16	(0.77)	100.00

Cuadro 2.2.1: Resumen del balance energético.

En ningún período hubo actividad de bombeo estacional. Esto se debe a la periodicidad adoptada ya que, trabajando en períodos anuales, el modelo no resulta sensible a los cambios en el perfil de la curva de carga y en los niveles de embalse que se dan entre las distintas estaciones. Esto es importante ya que cabe esperar que, en la estación seca, aumente el valor marginal del GWh de agua embalsada.

En el cuadro 2.2.2 se compara la utilización de las distintas fuentes de energía primaria que se deriva del plan óptimo de producción obtenido para el año 1992 y el que propone el PEN-83¹⁰ para ese mismo año.

¹⁰ Vid. PEN-84 pg. 55.

(A) PLAN OPTIMO	Nuclear	Fuel	Carbón	Hidro.	Bombeo	TOTAL
PRODUCCION:	41,475	2,260	52,959	40,011	1,369	138,074
%	30.04%	1.64%	38.36%	28.98%	0.99%	100.00%
(B) PEN-83:	Nuclear	Fuel	Carbón	Hidro.	Bombeo	TOTAL
PRODUCCION:	40,970	2,737	54,794	39,302	1,078	138,881
%	29.50%	1.97%	39.45%	28.30%	0.78%	100.00%

Cuadro 2.2.2: Comparación entre el plan óptimo y el previsto en el PEN-83.

Puede verse cómo la participación de cada fuente de energía primaria en la oferta total bruta¹¹ de energía resulta muy similar en ambos casos. Las diferencias se deben, fundamentalmente, al hecho de que en nuestro modelo se ha determinado el flujo óptimo de transporte de energía entre zonas¹² y, en menor medida, a las inversiones en nueva capacidad de transporte.

Estos resultados corresponden a la estructura de costes de la energía primaria en la primera mitad de la década de los 80. Sin embargo, en 1986 se produjo una importante caída de los precios del crudo, que introdujo cambios radicales en la estructura de costes relativos de la energía primaria. En el trabajo original¹³ se llevó a cabo una evaluación detallada de algunos efectos económicos sobre el sector eléctrico de estos acontecimientos. En concreto, se observó una sustancial reducción de la producción total de energía. La diferencia se debe, fundamentalmente, a la reducción de pérdidas en los sistemas de transporte y bombeo. Estos efectos son imputables al abaratamiento del fuel, que da lugar a la puesta en marcha de numerosas centrales inactivas en el escenario de referencia. En

¹¹ Incluye el consumo del bombeo y las pérdidas de transporte.

¹² Desconocemos cómo se ha obtenido el esquema que aparece en el PEN. No obstante, la práctica totalidad de las formulaciones operativas de planificación del sector eléctrico consideran que la producción y la demanda están concentradas en un único punto. En Anderson (1972) se revisa la mayor parte de estas formulaciones.

¹³ Vid. Jerez (1980).

muchos casos, estas centrales resultan suficientes para abastecer la demanda local sin necesidad de acudir al sistema de transporte.

La nueva competitividad del fuel determina cambios sustanciales en el balance de energía primaria. En concreto, se observa una sustitución de carbón nacional por fuel. En el escenario nominal, un 40% aprox. de la oferta procede de centrales térmicas de carbón mientras que tan sólo el 2% de la energía producida se obtiene a partir de fuel. En el escenario alternativo, estas proporciones cambian a un 23% y un 17% respectivamente.

En la práctica, el proceso de sustitución de carbón por fuel no ha llegado tan lejos. Esto se debe, en parte, a la cuota obligatoria de consumo de carbones nacionales, que ha impedido el aprovechamiento óptimo de la reducción en el coste del fuel. El mantenimiento de la política de utilización intensiva del carbón se justifica, en muchos casos, aludiendo a la necesidad de diversificar las fuentes de suministro de energía primaria. Este tipo de argumentos no parece aceptable, ya que nada impide aprovechar una coyuntura favorable para explotar la capacidad de generación basada en fuel que se encuentra disponible en la actualidad. El objetivo básico de esta política es, en nuestra opinión, estabilizar la demanda del sector del carbón nacional, que depende crucialmente de los consumos realizados por el sector eléctrico. Los costes de oportunidad en que se incurre con el mantenimiento de estas restricciones son difíciles de cuantificar de forma precisa pero, no obstante, parecen excesivamente elevados como para justificar el mantenimiento de estas medidas en el futuro.

Utilización de la capacidad productiva.

La utilización de la capacidad instalada en 1992 es total en el caso de la producción hidroeléctrica, del 63% para las centrales térmicas y del 95% para las instalaciones de bombeo puro.

Agregando estas cifras, se obtiene un porcentaje de utilización total de la potencia disponible¹⁴ del 70.40%. Este resultado sugiere la existencia de un exceso de capacidad del 30% en 1992 (37% en el caso de la capacidad térmica). Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la restricción 1.3.2 (capacidad máxima del sistema) impone un margen del 15% en previsión de posibles sobrecargas. Teniendo en cuenta este efecto, el exceso de capacidad resulta ser del 19% para 1992 (27% para la capacidad térmica).

Transporte.

En el escenario de referencia, el modelo ha determinado una inversión en capacidad de transporte de tan sólo 89 MW, lo que supone un aumento del 0.19% sobre la capacidad inicialmente instalada. El coste estimado de esta inversión es de 362 millones de pts. de 1984. Con esto se abre una nueva línea uniendo las zonas 10 (Almería y Granada) y 8 (Castellón, Valencia, Alicante y Albacete). Esta nueva conexión, permite al modelo cerrar las centrales Almería 1-2-3 y sustituir su producción mediante energía importada de las zonas 3 (Asturias), 14 (Ávila y Salamanca) y 15 (Zamora y León), que sería canalizada a través del nodo 8.

Además, se aprecia que el plan óptimo de transporte satura tan sólo dos conexiones, son: 7-6, y 16-5. En el PEN está prevista la ampliación de la línea 7-6 a partir de 1987; no obstante, esta inversión podría resultar insuficiente debido a que la saturación persiste en los períodos posteriores.

La escasa actividad de inversión se debe a deficiencias en los datos de capacidad de transporte, que no consideran los condicionamientos de reparto de cargas en la red de alta tensión. Además, podría ser conveniente añadir a la formulación un margen de reserva

¹⁴ La capacidad disponible es la suma de las capacidades anuales de cada planta ponderadas con el coeficiente de disponibilidad, que refleja el porcentaje de tiempo que la central pasa en estado parada debido a necesidades de mantenimiento.

de capacidad de transporte, en previsión de posibles fallos en el suministro por sobrecarga o avería en alguna interconexión.

Para evaluar estas deficiencias, se decidió llevar a cabo un análisis de sensibilidad de la solución reduciendo la capacidad de transporte a un 50% de su valor nominal¹⁵.

El total de energía transportada a lo largo de los ocho periodos considerados es de 770655 GWh, lo cual supone una reducción del 4.80% con respecto a la cifra correspondiente para el escenario de referencia. Esto supone que, si en el caso nominal la energía transportada neta de pérdidas representaba el 82.89% de la demanda final, ahora supone tan sólo el 78.87% de ésta. Consecuentemente, el aumento total de la producción directamente destinada a satisfacer la demanda final se cifra en 38900 GWh aprox. (el 4.02% de la demanda total). Con esta corrección, las cifras de inversión en transporte sí resultan significativas. En los cuadros 2.2.3. y 2.2.4 se resumen los resultados más relevantes:

Período	Aumento Capac. (MW)	Coste (Mill. Pts.)	Var% Capac.
1985	2,161	7,845	33.87
1986	130	414	1.59
1987	2	10	0.04
1988	182	614	2.34
1989	3	11	0.04
1990	236	1,177	4.44
1991	272	633	2.36
1992	597	1,830	6.68
Total	3,583	12,534	

Cuadro 2.2.3: Plan anual de inversiones.

¹⁵ Esta perturbación puede parecer excesiva a priori, sin embargo, consultas posteriores con Red Eléctrica de España validaron los resultados del análisis.

Línea	Aumento Capacidad (MW)	Coste de la Inversión Mill.Pts. 84
5-4	482	1,074
7-6	616	1,657
10-8	91	369
13-12	120	593
15-1	346	446
15-5	251	1,516
16-3	17	59
16-5	172	724
16-14	199	583
16-15	116	355
19-8	285	1,525
19-14	244	1,098
19-16	491	1,703
19-17	154	832
TOTAL	3.584	12,534

Cuadro 2.2.4: Plan de inversiones por líneas.

Costes.

Uno de los resultados de mayor interés que ofrece el ejercicio de optimización consiste en el análisis de los costes variables y marginales de satisfacción de la demanda. Los costes variables estimados (en millones de pts de 1984) se resumen en el cuadro 2.2.5:

Período	Coste Var. Total (1)	Inver. Transp. (2)	Costes de Operación (1)-(2)
1985	229,645	239	229,406
1986	235,293	59	235,234
1987	248,931	10	248,921
1988	250,834	10	250,824
1989	257,918	11	257,908
1990	267,492	11	267,481
1991	276,056	11	276,045
1992	281,246	12	281,234
Total	2,047,415	362	2,047,053

Cuadro 2.2.5: Costes variables

Un criterio simple para evaluar un plan de producción e inversiones puede ser exigir que los costes medios variables no aumenten a lo largo del horizonte temporal considerado. De hecho esta idea está implícitamente recogida en el PEN-83¹⁶. Los resultados del programa de optimización permiten calcular los costes medios variables de satisfacción de la demanda en el óptimo y permiten, por tanto, cuantificar este criterio de "bondad". Los costes medios estimados para el escenario nominal se presentan en el cuadro 2.2.6:

Período	Coste Medio Pts84/KWh		
	Térm.	Cons.	Produc.
1985	2.92	2.13	2.15
1986	2.95	2.12	2.12
1987	3.01	2.17	2.16
1988	2.90	2.11	2.12
1989	2.93	2.10	2.14
1990	2.86	2.11	2.09
1991	2.89	2.11	2.10
1992	2.91	2.08	2.07
Media	2.92	2.12	2.10

Cuadro 2.2.6: Costes medios variables.

Puede verse cómo el programa de inversiones contenido en el PEN da lugar, bajo las hipótesis empleadas, a una evolución estable de los costes medios de la energía producida y consumida¹⁷.

Pese al interés de este ejercicio, resulta más relevante estudiar cómo varían los costes marginales a corto plazo de satisfacción de la demanda.

En el cuadro 2.2.7 y la fig. 2.2.a se presentan los costes marginales de satisfacción de la demanda, calculados para todas las

¹⁶ En el PEN-83, Tomo I, pg. 30, se alude a que el programa de inversiones previsto bastaría para cubrir una demanda creciendo al 4% anual hasta 1989, sin incremento de los costes medios de generación.

¹⁷ La diferencia entre ambas viene dada por las pérdidas de los sistemas de transporte y bombeo.

zonas en el año 1992 (último del horizonte temporal del PEN-83). Puede apreciarse que:

- Existe una diferencia sustancial entre los costes marginales de satisfacción de la demanda en valle/llano (4.47 y 4.75 Pts84/Kwh en media) y los costes marginales en punta (6.54 pts84/Kwh en media).
- No existen diferencias importantes entre los costes marginales correspondientes a las distintas zonas.

En el cuadro 2.2.8 se presenta la evolución de los costes marginales de una zona representativa^{1a}. Puede apreciarse que los costes marginales también exhiben una notable estabilidad a lo largo de todo el periodo de planificación.

Zona	Demanda (GWh)			TOTAL	CMg (Pts.84/KWh)		
	Valle	Llano	Punta		Valle	Llano	Punta
1	1,770	473	216	2,460	4.36	4.60	6.37
2	8,623	744	330	9,697	4.35	4.64	6.45
3	7,092	837	306	8,235	4.36	4.61	6.35
4	2,181	533	196	2,910	4.40	4.57	6.30
5	10,572	6,029	1,370	17,971	4.45	4.70	6.51
6	2,900	823	305	4,028	4.58	4.77	6.68
7	15,529	5,421	2,179	23,129	4.56	4.79	6.71
8	9,311	3,360	1,020	13,691	4.50	4.75	6.54
9	2,354	548	209	3,111	4.59	4.85	6.60
10	1,788	481	160	2,428	4.53	4.89	6.69
11	3,870	1,045	293	5,208	4.60	4.87	6.53
12	4,864	1,303	447	6,614	4.48	4.74	6.52
13	934	353	117	1,403	4.42	4.68	6.43
14	654	302	97	1,053	4.39	4.63	6.38
15	1,281	515	160	1,956	4.38	4.63	6.40
16	3,071	1,057	385	4,512	4.41	4.65	6.41
17	3,321	1,106	424	4,850	4.59	4.76	6.67
18	3,675	890	277	4,842	4.53	4.80	6.59
19	9,976	5,081	1,971	17,028	4.43	4.67	6.44

Cuadro 2.2.7: Costes marginales de satisfacción de la demanda (año 1992).

^{1a} Es la zona 19, que comprende las provincias de Cuenca, Guadalajara, Toledo y Madrid.

Año	Valle	Llano	Punta
85	4.35	4.59	6.37
86	4.36	4.61	6.43
87	4.40	4.66	6.44
88	4.38	4.65	6.37
89	4.42	4.67	6.44
90	4.40	4.67	6.44
91	4.41	4.67	6.44
92	4.43	4.67	6.44

Cuadro 2.2.8: Evolución de los costes marginales (zona 19).

Estos resultados indican que, desde un punto de vista de eficiencia, el sistema de tarificación uniforme a lo largo de toda la Península que se utiliza en la actualidad puede ser adecuado. Sin embargo, la estructura de tarificación nocturna no resulta consistente con la estructura de los coste marginales de satisfacción de la demanda. En la figura 2.2.b se compara el sistema de tarificación discriminada actualmente en práctica (línea gruesa) con una proyección "razonable" de los costes marginales estimados a lo largo del día.

Sin embargo, si se considera la estructura de costes posterior a la caída de los precios del petróleo de 1986, estos resultados cambian sustancialmente. Los costes variables de operación experimentan una reducción de un 8% aprox. en términos reales. En los costes marginales de la energía demandada se observó que:

- Se mantiene la homogeneidad de costes marginales entre zonas.
- El coste marginal de la energía de punta no resulta sensiblemente distinto a los costes marginales de la energía demandada en valle y llano.

La reducción en el coste marginal relativo de la energía de punta indica que, si el sistema fuera operado de forma óptima, la tarificación a coste marginal no justifica una discriminación horaria sustancial.

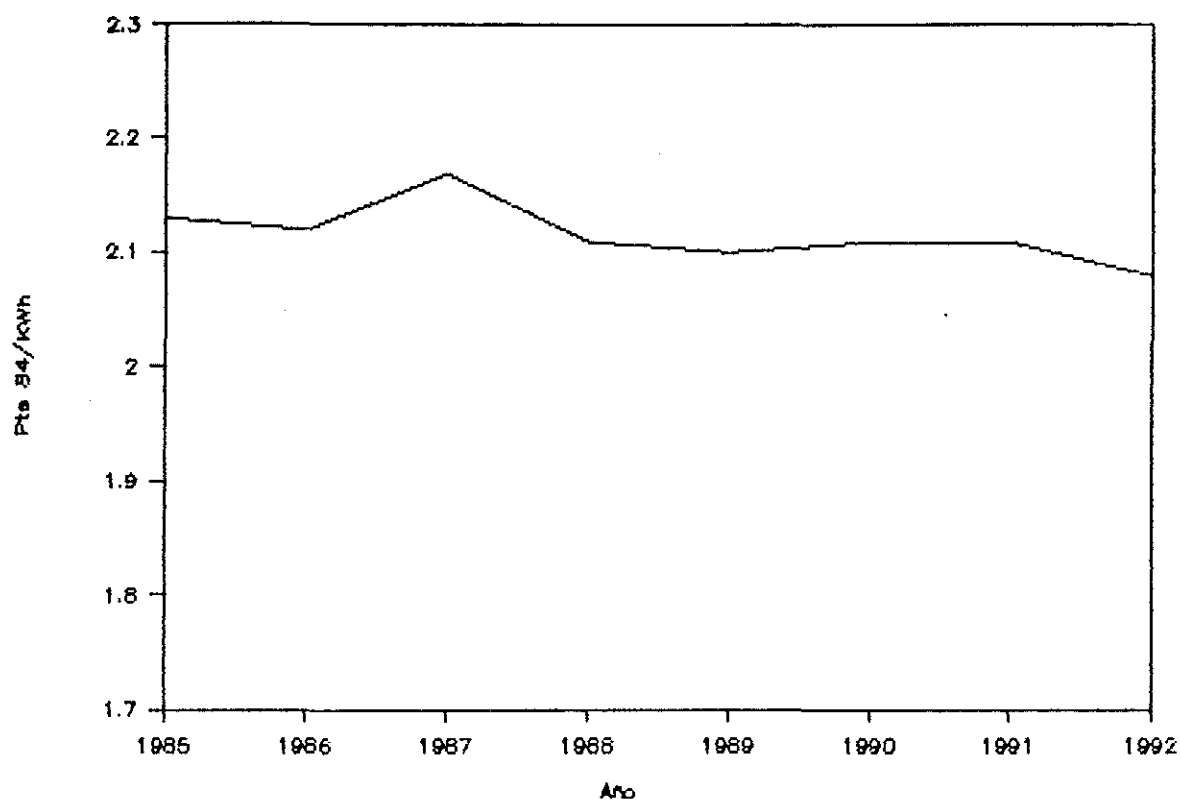


Fig. 2.3.a: Coste medio de la energía consumida.

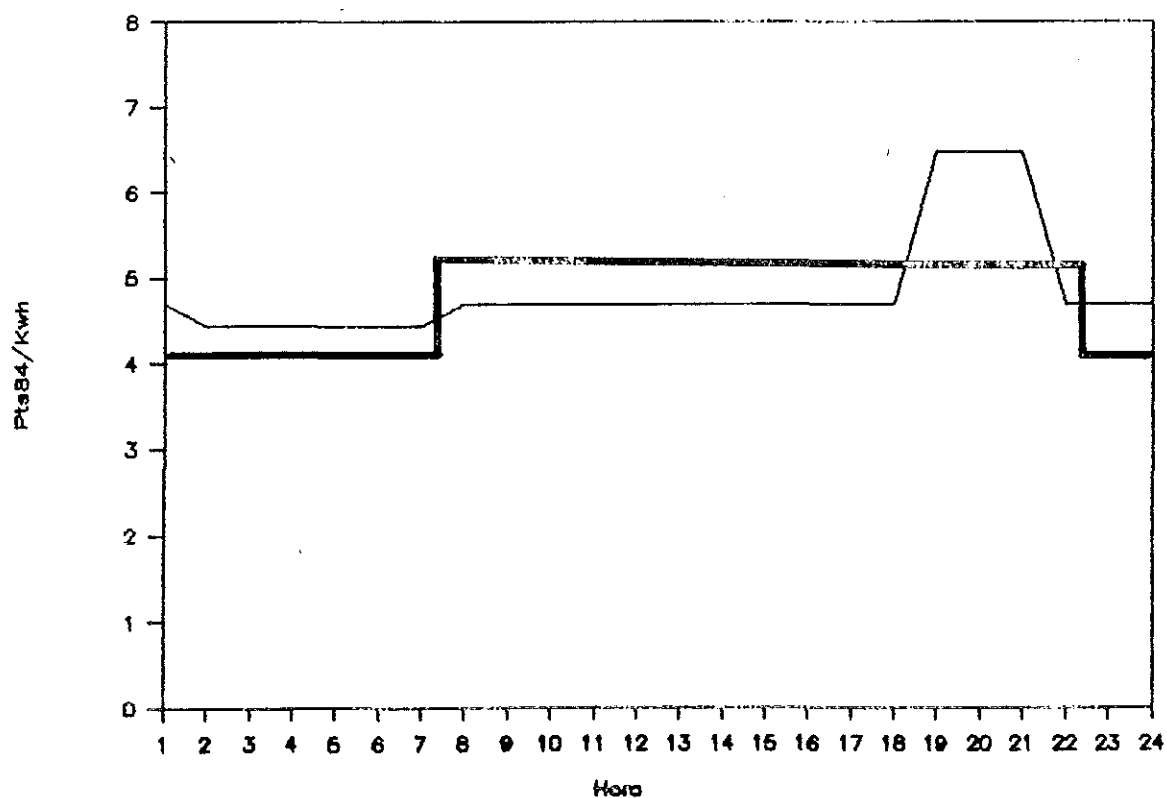


Fig. 2.3.b: Evaluación de la tarifa discriminatoria actual.

2.3 Evaluación de la moratoria nuclear.

En este apartado se examinarán los resultados de una prueba diseñada para analizar los costes de oportunidad en que se incurre con el mantenimiento de la moratoria nuclear.

El análisis consiste en la comparación de los resultados obtenidos para el escenario nominal y un escenario alternativo, en el que se considera la puesta en marcha, a partir de 1990, de un nuevo grupo nuclear. Este grupo se caracterizará por una capacidad de 926 MW, un coste de operación de 1.60 Pts/KWh y un factor de disponibilidad de la potencia instalada del 65%. Supondremos que este nuevo grupo se encuentra situado en la zona 13 (Cáceres-Badajoz). Las características de esta central son comparables a las de aquellas cuya construcción fué suspendida debido a la moratoria.

Balance energético.

El balance energético correspondiente al escenario alternativo se resume en el cuadro 2.3.1:

Período	Producc. Térmica 1	Consumo Bombeo 2	Producc. Hidro. 3	Producc. Bombeo 4	Pérdidas Transp. 5	DEMANDA 1+2+3+4+5
1985	78,436	(1,748)	30,698	1,224	(952)	107,657
1986	80,005	(1,841)	32,705	1,289	(947)	111,210
1987	81,889	(2,470)	34,695	1,729	(963)	114,880
1988	86,037	(2,470)	34,226	1,729	(851)	118,671
1989	87,323	(2,335)	36,847	1,635	(882)	122,587
1990	94,543	(2,470)	33,777	1,729	(947)	126,633
1991	96,308	(2,470)	36,217	1,729	(972)	130,812
1992	97,400	(2,470)	39,471	1,729	(1,002)	135,128
TOTAL	701,941	(18,275)	278,636	12,792	(7,516)	967,578
%Demanda	72.55	(1.89)	28.80	1.32	(0.78)	100.00

Cuadro 2.3.1: Resumen del balance energético.

La introducción del nuevo grupo nuclear da lugar a los siguientes efectos con respecto al escenario de referencia: Mayor empleo de la energía hidroeléctrica hasta 1990 y, a partir de 1990, mayor participación de la energía térmica en la cobertura de la demanda y más actividad de transporte y de bombeo.

En el cuadro 2.3.2 se resume la producción (en GWh) asignada a cada fuente de energía primaria para el año 92.

Técnicas	PEN-83		ESCEN. NOMINAL		ESC. ALTERNATIVO	
	Prod.	%	Prod.	%	Prod.	%
Nuclear	40,970	29.50%	41,475	30.04%	46,748	33.73%
Fuel	2,737	1.97%	2,260	1.64%	1,370	0.99%
Carbón	54,794	39.45%	52,959	38.36%	49,282	35.56%
Hidro.	39,302	28.30%	40,011	28.98%	39,471	28.48%
Bombeo	1,078	0.78%	1,369	0.99%	1,729	1.25%
TOTAL ...	138,881	100.00%	138,074	100.00%	138,600	100.00%

Cuadro 2.3.2: Resumen del plan de producción.

Puede apreciarse que en el escenario alternativo tiene lugar una sustitución de fuel y carbón por combustible nuclear. En 1992, los ahorros de fuel y carbón se consiguen excluyendo del plan de operación a las siguientes centrales: Besós-1, Castellón-2 y Algeciras 1-2. Así mismo, se aprecian reducciones de producción en Melrama, Narcea-2, Soto 1-2, Aboño 1, Guardó-1, Serchs, Castellón 1, Compostilla 1-2 y La Robla-1.

Utilización de la capacidad productiva.

En todos los escenarios, la utilización de la capacidad instalada es casi total en el caso de la producción hidroeléctrica convencional de bombeo puro. En los cuadros 2.3.3 y 2.3.4 se comparan los resultados obtenidos:

Año	Pot. Utilizada		Var. %	Potencia Disp.	Utiliz. %	
	Nominal	Altern.			Nominal	Altern.
1985	23,886	23,888	0.01	36,362	65.69	65.70
1986	24,655	24,660	0.02	36,382	67.77	67.78
1987	25,488	25,528	0.16	36,905	69.06	69.17
1988	26,349	26,348	(0.01)	38,345	68.72	68.71
1989	27,132	27,180	0.18	38,828	69.88	70.00
1990	28,020	28,108	0.31	40,847	68.60	68.81
1991	28,930	29,010	0.28	41,353	69.96	70.15
1992	29,876	29,955	0.27	42,365	70.52	70.71

Cuadro 2.3.3: Utilización total.

Año	Pot. Utilizada		Var. %	Potencia Disp.	Utiliz. %	
	Nominal	Altern.			Nominal	Altern.
1985	12,393	12,382	(0.09)	23,154	53.52	53.48
1986	13,091	13,065	(0.20)	23,154	56.54	56.43
1987	13,573	13,385	(1.39)	23,154	58.62	57.81
1988	13,750	13,748	(0.01)	24,087	57.08	57.08
1989	14,524	14,281	(1.67)	24,087	60.30	59.29
1990	15,330	15,022	(2.01)	26,003	58.95	57.77
1991	15,805	15,489	(1.99)	26,003	60.78	59.57
1992	15,878	15,562	(1.99)	26,003	61.06	59.85

Cuadro 2.3.4: Utilización de la potencia térmica.

Como ya se indicó en la sección 2.2, para estimar el exceso de capacidad existente en el sector, debe descontarse el margen de reserva del sistema. En los cuadros 2.3.5 y 2.3.6 se presentan estimaciones de los niveles de utilización y exceso de capacidad, calculadas descontando el margen de reserva.

Año	Utilizac. %		Exceso de Capac. %	
	Nominal	Altern.	Nominal	Altern.
1985	75.54	75.55	24.46	24.45
1986	77.93	77.95	22.07	22.05
1987	79.42	79.55	20.58	20.45
1988	79.02	79.02	20.98	20.98
1989	80.36	80.50	19.64	19.50
1990	78.89	79.13	21.11	20.87
1991	80.45	80.68	19.55	19.32
1992	81.10	81.31	18.90	18.69

Cuadro 2.3.5: Utilización total y exceso de capacidad.

Año	Utilizac. %		Exceso de Capac.	
	Nominal	Altern.	Nominal	Altern.
1985	61.55	61.50	38.45	38.50
1986	65.02	64.89	34.98	35.11
1987	67.42	66.48	32.58	33.52
1988	65.65	65.64	34.35	34.36
1989	69.34	68.18	30.66	31.82
1990	67.80	66.44	32.20	33.56
1991	69.90	68.50	30.10	31.50
1992	70.22	68.82	29.78	31.18

Cuadro 2.3.6: Utilización de la capacidad térmica y exceso de capacidad.

En consecuencia, los resultados obtenidos en el escenario nominal indican que el exceso de capacidad, evaluado sobre el total de capacidad disponible se reducirá en unos cinco puntos a lo largo del horizonte de planificación. Cuando se considera la potencia térmica instalada, el exceso de capacidad y su reducción son, lógicamente, mayores.

Analizando con detalle la solución obtenida para el caso nominal en el año 92, se aprecia que hay un total de 29 grupos térmicos que no producen. El perfil típico de estas centrales es el siguiente: su puesta en marcha ha tenido lugar en torno a 1965, es consumidora de fuel¹⁹ y, en la mayoría de los casos, su coste de producción es igual o superior a 7 Pts/KWh en general.

La central marginal del sistema (esto es, la más costosa de entre todas las que producen) es Besós-1 (6.95 Pts/KWh). Puede llamar la atención el hecho de que existan cuatro grupos más baratos que no operan, son Sabón-2 (6.51 Pts/KWh), Aceca 1-2 (6.56 Pts/KWh) y Escombreras-3 (6.84 Pts/KWh). Esta aparente contradicción se debe a que el modelo considera no sólo los costes de cada grupo, sino también su situación geográfica, la configuración de la red de transporte y la capacidad y pérdidas de las distintas conexiones existentes.

En el escenario alternativo, todas las centrales excluidas del plan de producción en el 92 son consumidoras de fuel. Las reducciones de producción afectan sobre todo a centrales consumidoras de carbón. La central marginal del sistema es Lada-2 (5.66 Pts/KWh). La incorporación del nuevo grupo nuclear da lugar, por consiguiente, a una reducción del 18.6% en el coste de la central marginal. Esto permite inferir que el coste de la unidad adicional de energía de punta se ha reducido sustancialmente.

Costes.

La introducción de un nuevo grupo nuclear permite satisfacer la demanda incurriendo en menores costes. En los cuadros 2.3.7 y 2.3.8 se comparan los costes de generación totales y medios que se han estimado para ambos escenarios:

¹⁹ De estos grupos, sólo uno (Pasajes) es consumidor de carbón.

Costes de Operación				
Año	Nominal	Altern.	Variación	Var. %
1985	229,406	228,914	(492)	(0.21)
1986	235,234	236,707	1,473	0.63
1987	248,921	245,167	(3,754)	(1.51)
1988	250,824	248,388	(2,436)	(0.97)
1989	257,908	254,664	(3,244)	(1.26)
1990	267,481	256,122	(11,358)	(4.25)
1991	276,045	264,361	(11,684)	(4.23)
1992	281,234	268,830	(12,404)	(4.41)
Total	2,047,053	2,003,152	(43,901)	

Cuadro 2.3.7: Costes variables (Mill. Pts84).

Año	E. Térmica		Var %	E. Consumida		Var %	E. Producida		Var %
	Nomin	Altern		Nomin	Altern		Nomin	Altern	
1985	2.92	2.92	0.00	2.13	2.13	0.00	2.11	2.11	0.00
1986	2.95	2.96	0.34	2.12	2.13	0.47	2.10	2.11	0.48
1987	3.01	2.99	(0.66)	2.17	2.13	(1.84)	2.15	2.12	(1.40)
1988	2.90	2.89	(0.34)	2.11	2.09	(0.95)	2.10	2.08	(0.95)
1989	2.93	2.92	(0.34)	2.10	2.08	(0.95)	2.09	2.06	(1.44)
1990	2.86	2.71	(5.24)	2.11	2.02	(4.27)	2.10	2.01	(4.29)
1991	2.89	2.75	(4.84)	2.11	2.02	(4.27)	2.09	2.01	(3.83)
1992	2.91	2.76	(5.15)	2.08	1.99	(4.33)	2.07	1.97	(4.83)
Media	2.92	2.86		2.12	2.07		2.10	2.06	

Cuadro 2.3.8: Costes medios variables (Pts84/KWh).

En el cuadro 2.3.9, se compara la evolución de los costes marginales de satisfacción de la demanda en la zona 19. Puede apreciarse que la introducción del nuevo grupo nuclear no afecta por igual a todos los modos de producción. La reducción de los costes marginales de la energía de valle y llano puede situarse en torno al 1% a partir de 1990 (fecha de la puesta en marcha del nuevo grupo). Los costes marginales de la energía en punta no se ven afectados de forma significativa.

Año	Escenario Nominal			Escen. Alternativo			Var%		
	Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta
85	4.35	4.59	6.37	4.34	4.58	6.37	(0.11)	(0.17)	0.00
86	4.36	4.61	6.43	4.35	4.60	6.43	(0.11)	(0.17)	0.00
87	4.40	4.66	6.44	4.38	4.62	6.44	(0.49)	(0.73)	0.00
88	4.38	4.65	6.37	4.36	4.61	6.37	(0.49)	(0.73)	0.00
89	4.42	4.67	6.44	4.39	4.62	6.44	(0.69)	(1.05)	0.00
90	4.40	4.67	6.44	4.35	4.61	6.37	(1.18)	(1.33)	(1.13)
91	4.41	4.67	6.44	4.37	4.62	6.43	(0.98)	(1.13)	(0.15)
92	4.43	4.67	6.44	4.37	4.62	6.44	(1.40)	(1.09)	0.00
Media	4.39	4.65	6.42	4.36	4.61	6.41	(0.68)	(0.80)	(0.16)
Std.	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01	0.03	0.44	0.41	0.37

Cuadro 4.3.4.9: Costes marginales de satisfacción de la demanda
(zona 19, Pts84/Kwh).

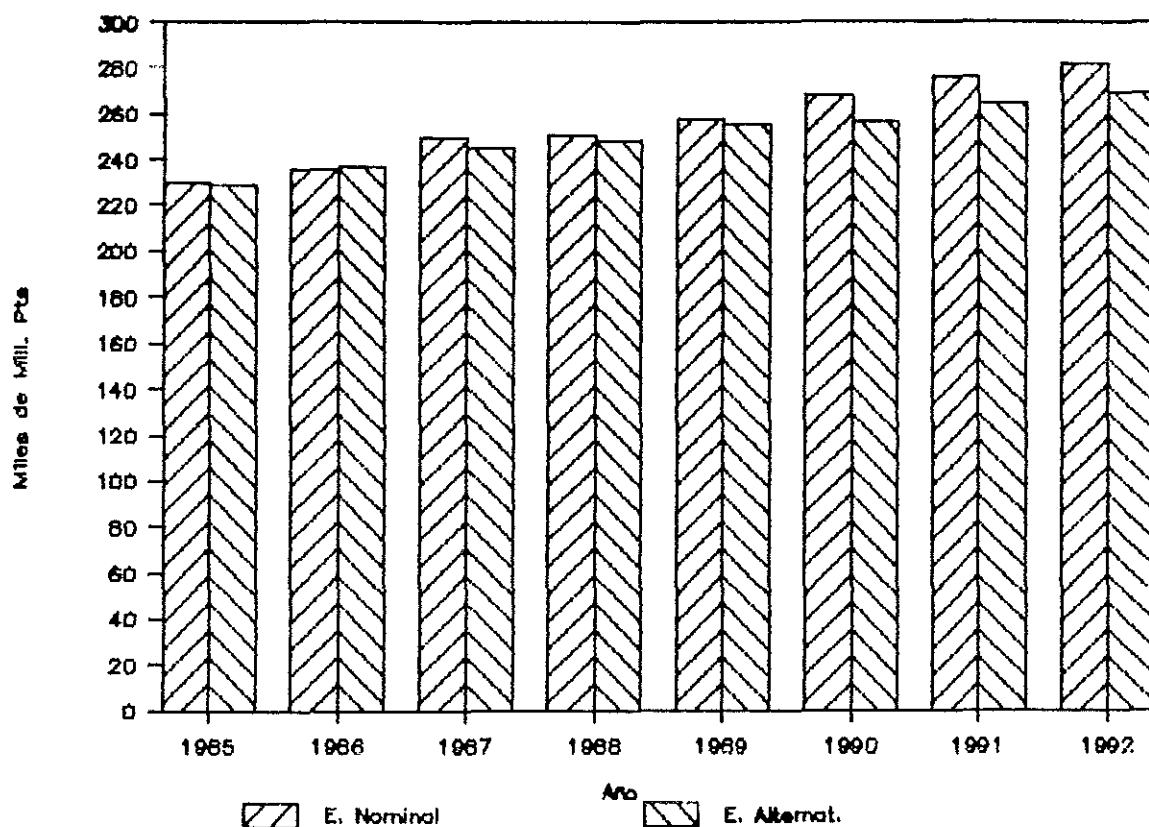


Fig. 2.3.a: Costes Totales de generación.

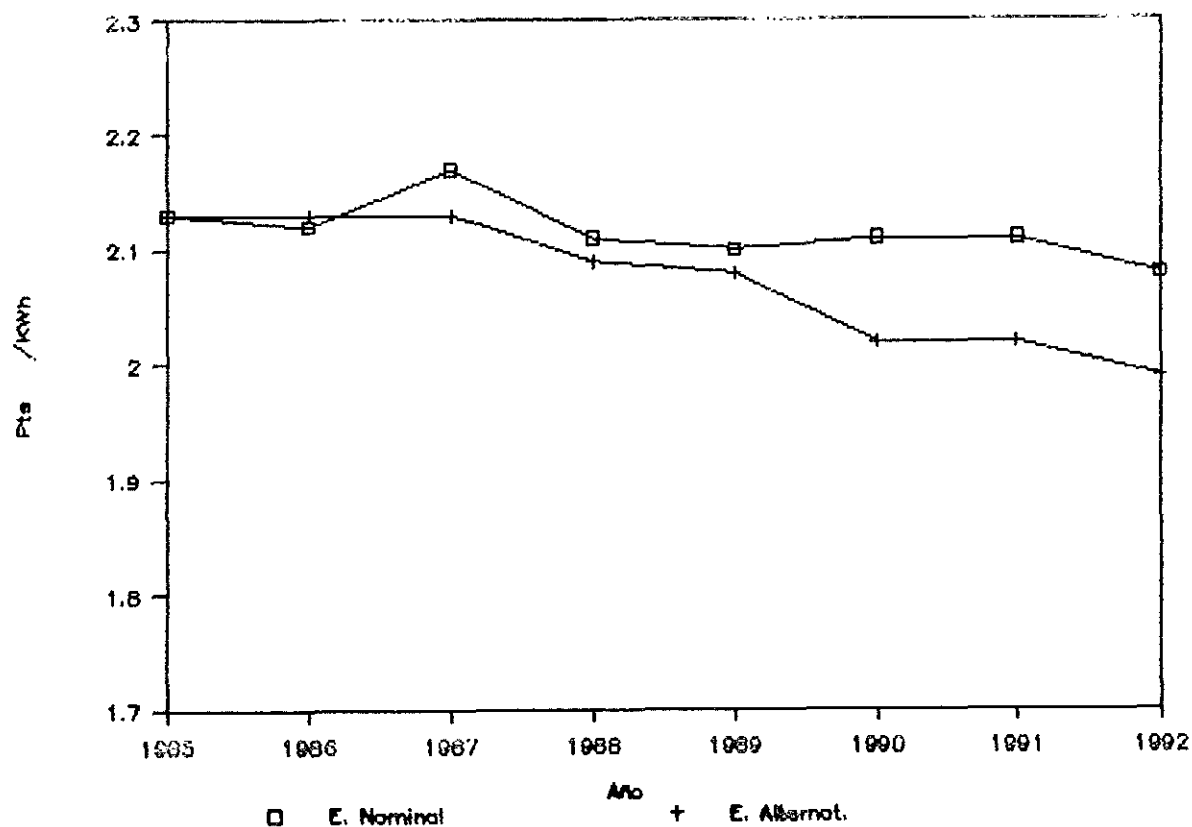


Fig. 2.3.b: Costes medios de la energía consumida.

3. Conclusiones.

En este trabajo se ha presentado un modelo de programación matemática diseñado para el análisis estratégico del sector eléctrico español. Este modelo permite optimizar en varios periodos la producción hidrotérmica del Sistema Público Peninsular y los flujos de transporte que resultan óptimos para satisfacer la demanda. También se determinan ampliaciones óptimas de capacidad en la red de transporte de alta tensión.

1) Una característica común a la mayor parte de las formulaciones de este tipo que se utilizan en la práctica, es que ignoran la dimensión espacial del problema de satisfacción de la demanda de energía eléctrica. La dimensión espacial de nuestro modelo es uno de sus rasgos básicos y es el primer intento, realizado en el sector eléctrico español, de representar de forma conjunta los sistemas de generación y transporte.

2) Además de las novedades formales incorporadas al modelo de optimización, el análisis pretende ilustrar lo que, desde nuestro punto de vista, constituye una metodología adecuada para el tratamiento de los problemas de planificación energética. Frente estudios basados en un conjunto rígido de hipótesis, nuestro trabajo pretende llevar a cabo una evaluación flexible de distintas situaciones que pueden presentarse en la realidad.

3) Resultados en el escenario de referencia. En primer lugar, el modelo se ha optimizado en un marco paramétrico que recoge las hipótesis fundamentales del PEN-83. La solución óptima que se ha obtenido resulta coherente con los balances de energía primaria propuestos en el PEN para el Sistema Público Peninsular. Esta consistencia valida el modelo como herramienta para el análisis de las respuesta del sistema de producción y transporte de energía eléctrica ante perturbaciones de naturaleza exógena.

A partir del plan óptimo de producción se han obtenido estimaciones de la capacidad utilizada y, por tanto, del exceso de capacidad en el óptimo. En el escenario de referencia el exceso de capacidad estimado (corregido por el margen de reserva) resulta ser del 19% en 1992 (27% para la capacidad térmica).

El análisis de la función objetivo indica que el programa de inversiones contenido en el PEN da lugar, bajo las hipótesis empleadas, a una evolución estable de los costes medios de la energía producida y consumida.

El problema de optimización dual, proporciona precios-sombra del lado derecho de las restricciones del problema. Los precios-sombra de más interés que proporciona el modelo son los de las restricciones de balance energético, que pueden interpretarse como costes marginales a corto plazo (SRMC's) de satisfacer la demanda. El análisis de los SRMC's estimados en el escenario de referencia en 1992 permite extraer las siguientes conclusiones:

- Los costes marginales exhiben una notable estabilidad a lo largo de todo el período de planificación.
- Existe una diferencia sustancial entre los costes marginales de satisfacción de la demanda en valle/llano y en punta.
- No existen diferencias importantes entre los costes marginales correspondientes a las distintas zonas.

Esta estructura del coste marginal no resulta consistente con el sistema de tarificación nocturna que se practica en la actualidad. Los resultados obtenidos indican que:

- Por consideraciones de eficiencia, podría resultar más adecuado facturar según una tarifa uniforme durante todo el día salvo en las puntas correspondientes al mediodía y la noche.

- En el caso español, resulta adecuado que la tarifa sea homogénea en todo el territorio nacional, ya que los costes marginales estimados no presentan una variabilidad espacial destacable.
- El modelo ha sido sometido a distintos análisis de sensibilidad, destinados a verificar la estabilidad de los costes marginales. Nuestros resultados indican que estos costes son robustos frente a la mayoría de las perturbaciones y, por tanto, resultan adecuados como base de un sistema de tarificación.

4) Abandono parcial de la moratoria nuclear. Como ejemplo de la estrategia de análisis de sensibilidad que se propone, en el apartado 2.3 se presentan los resultados de una evaluación del coste económico en el que se incurre con el mantenimiento de la moratoria nuclear. El análisis consiste en la comparación de los resultados obtenidos en el escenario de referencia con los correspondientes a un escenario alternativo, en el que se considera la puesta en marcha, a partir de 1990, de un nuevo grupo nuclear cuyas características son comparables a las de aquellos cuya construcción fue suspendida debido a la moratoria nuclear.

Los resultados obtenidos indican que el output de esta central tiende a sustituir el de las centrales de carbón más costosas. Esto da lugar a un aumento en el exceso de capacidad estimado para 1992 de un punto y medio con respecto al calculado para el caso nominal. El ahorro en costes de operación al que da lugar la puesta en marcha de la nueva planta es de 43901 Millones de pts. de 1984. Consecuentemente, los costes medios calculados tras la puesta en marcha del nuevo grupo descienden en un 5% aprox. Los costes marginales de la energía de valle y llano se reducen en un 1% a partir de la puesta en marcha del nuevo grupo.

Hay que señalar que esta evaluación del coste de oportunidad de la moratoria nuclear no puede considerarse completa. Es

preciso estimar, además, la magnitud de los costes fijos en que hay que incurrir para la puesta en marcha de los grupos afectados.

5) Extensiones del análisis. La caracterización del sistema de producción y transporte de energía eléctrica que se ha hecho en el apartado 1.2 y que se ha formulado en términos matemáticos en el apartado 1.3, tiene una serie de limitaciones derivadas del compromiso al que necesariamente hay que llegar entre los objetivos propuestos y la factibilidad de su resolución. Algunas posibles extensiones del análisis realizado son las siguientes:

- a) Consideración de períodos de tiempo inferiores a un año. En un primer intento podrían emplearse períodos semestrales o trimestrales. Esta extensión del análisis ofrecería resultados más detallados y realistas acerca de la política óptima de gestión de embalses, ya que el modelo recibiría información acerca de las variaciones en la hidraulicidad del sistema debidas a los cambios de clima que se producen a lo largo del año y los cambios estacionales del perfil de la curva de carga.
- b) Inversiones discretas en capacidad de transporte. Esta extensión supone modificar el modelo del sistema de transporte de forma que incorpore el proceso de inversión discreto al que se ha aludido en el apartado 1.2. Para ello debe modificarse la formulación del programa lineal, ya que sería necesario introducir variables enteras.
- c) Modelización no lineal de las pérdidas. La consideración no lineal de las pérdidas no requiere más que una aproximación lineal por tramos mediante el empleo de nuevas variables continuas. Esto es así, debido al carácter convexo de esta dependencia.

d) Consideración de costes dependientes de la potencia utilizada. Como ya se dijo en el apartado 1.2, los costes variables de la energía producida en una central central determinada son función no lineal de la capacidad utilizada y de la energía producida. Para linealizar estos costes, se acudía a hipótesis estándar acerca del empleo de capacidad^{2º}. Pese a que los análisis de sensibilidad efectuados indican que el error de aproximación no es importante, existen técnicas de optimización suficientemente potentes como para resolver el problema empleando una aproximación más precisa de la función de costes.

e) Integración con otros modelos energéticos. Desde un punto de vista más global que el empleado en este trabajo, existen importantes conexiones entre los distintos subsectores energéticos canalizadas, fundamentalmente, a través del sector eléctrico. Los riesgos en que se incurre si se ignoran estas interrelaciones en el diseño de políticas globales son, básicamente, tres:

- Es posible valorar erróneamente el coste de las distintas políticas sectoriales sobre el resto del sistema energético y, en general, sobre toda la economía.
- Las políticas sectoriales que se decidan pueden resultar contradictorias entre sí.
- El diseño de planes estratégicos individuales para cada sector puede llevar a la suboptimización del sistema global.

^{2º} Estas hipótesis son de aceptación general en el Sector.

Como resumen final, cabe decir que este trabajo puede contemplarse desde tres puntos de vista: En primer lugar se ha definido un modelo del sistema eléctrico más general que los que se utilizan en la actualidad. En segundo lugar, se han realizado algunos análisis empíricos con el objeto de estudiar ciertos aspectos del sector eléctrico en el marco del PEN-83. Por último, se han investigado distintas formas de implementar en la práctica sistemas de planificación, prestando especial atención a los aspectos de ergonomía y flexibilidad del análisis.

En una situación altamente cambiante, como la que caracteriza al sistema energético, creemos que resulta de vital importancia el desarrollo de técnicas cuantitativas flexibles, que permitan una respuesta rápida y precisa ante situaciones en las que se producen cambios en los precios de la energía primaria, aparecen nuevas tecnologías de producción y se implantan normas especiales para la protección del medio ambiente. Pensamos que este trabajo puede ser un primer intento en esta línea.

Bibliografía.

Albert, M. y Larivaille, P. (1968): "Utilisation de Modeles Globaux pour le Choix des Operations des Programmes E.D.F.". Conferencia I.F.O.R.S.-H.E.L.O.R.S. La Recherche Operationelle et l'Energie Electrique, Atenas.

Anderson D. (1972) "Models for determining least cost investments in electricity supply". The Bell Journal of Economics and Management Science, vol. 3, n. 1.

Aranceta, Jesús (1984) "Modelo Simón". Departamento de Planificación de UNIDAD ELECTRICA S.A. (UNESA), Madrid.

Berlin, E.; Cicchetti, C.J. y Gillen, W.J. (1974) "Perspective on Power". Ballinger Publishing Company, Cambridge (Mass).

Bessière, F. y Massé, P. (1964): "Long Term Programming of Electrical Investments". En J.R. Nelson "Marginal Cost Pricing in Practice" (op. cit.).

Bessière, F. (1969): "Methods of Choosing Equipment at Electricité de France: Development and Present Day Concept". European Economic Review, Vol. 1, n. 1, pp. 199-211.

Bonbright, James C. (1961) "Principles of Public Utility Rates". Columbia University Press, New York.

Coase, R.H. (1970) "The Theory of Public Utility Pricing and Its Application". The Bell Journal of Economics and Management Science, vol. 1.

E.C. Non-Nuclear Energy R&D Programme (1985) "Systems Analysis". Directorate-General for Science, Research and Development. Commission of the European Communities.

Hobbs, B.F. (1984) "Regional Energy location models for power system planning and Policy Analysis". Analytic Techniques for Energy Planning. Leo B., Bloom J.A., Murphy F.H. y Gleit A.S. (Editors). North-Holland, Amsterdam.

Huettner, D.A. y Landon, J.H. (1978) "Electric Utilities: Scale Economies and Diseconomies". Southern Economic Journal, 44.

IBERDUERO S.A. (1987) "Sistemas de Tarificación y Compensación". Mimeo.

Jacoby, H.P. (1967) "Analysis of Investments in Electric Power". Economic Development Series. Center for International Affairs. Harvard University.

Jerez, M. (1988): "Un modelo de Planificación del Sector de Producción y Transporte de Energía Eléctrica". Tesis Doctoral. Facultad de C. Económicas y E., U.C.M.

Marsh, W.D. (1980) "Economics of Electric Utility Power Generation". Oxford University Press, New York.

Massé, P. (1962): "Optimal Investment Decisions". Prentice-Hall, Englewood Cliffs (N.J.).

Massé, P. y Gibrat, R. (1964): "Application of Linear Programming to Investments in the Electrical Power Industry". En J.R. Nelson: "Marginal cost Pricing in Practice" (op. cit.).

Meier, P. (1984) "Energy Systems Analysis for Developing Countries". Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, n. 222. Springer-Verlag, Berlin.

Ministerio de Industria y Energía (1987) "Estadística de la Industria de Energía Eléctrica 1985". Centro de Publicaciones del MIE, Madrid.

Ministerio de Industria y Energía (1987) "Informe al Congreso de los Diputados sobre las actuaciones energéticas en 1986". MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA, Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Madrid.

Morales Siddayao, Corazón Ed. (1984) "Criteria for Energy Pricing Policy". Graham & Trotman, Londres.

Morin, Roger A. (1984) "Utilities' Cost of Capital". Public Utilities Report Inc. Arlington, Virginia. En "Jornadas sobre Financiación y Coste del Servicio en el Sector Eléctrico" (1986). UNESA, Madrid.

Munasinghe, M. (1985) "Energy Pricing And Demand Management". Energy Management Training Program Monograph Series. Westview Press, New York.

Nelson, J.R. (1964): "Marginal Cost Pricing in Practice". Prentice-Hall, Englewood-Cliffs (N.J.).

Peirce, William S. (1986) "Economics of the Energy Industries". Wadsworth Publishing Company. Belmont, California.

Phillips, Charles F. (1985) "The Regulation of Public Utilities. Theory and Practice". Public Utilities Reports Inc. Arlington, Virginia. En "Jornadas sobre financiación y coste del Servicio en el Sector Eléctrico" (1986). UNESA, Madrid.

Scherer, C.R. (1977) "Estimating Electric Power System Marginal Costs". North-Holland, Amsterdam.

Scherer, C.R. (1976) "Estimating Peak and Off-Peak Marginal Costs for an Electric Power System: An Ex-Ante Approach". The Bell Journal of Economics and Management Science, vol. 7, n. 2.

Sperry Corporation (1981) "Functional Mathematical Programming System, FMPS lev. 9R1". Sperry Corporation, 1100 Series.

Sperry Corporation (1981) "GAMMA 3.4". Sperry Corporation, 1100 Series.

Turvey, R. y Anderson, D. (1977) "Electricity Economics". John Hopkins University Press, Baltimore.

UNESA (1986) "Memoria Estadística Eléctrica". UNESA, Madrid.

Villasana R., Garver L.L. y Salon S.J. (1985) "Transmission Network Planning using Linear Programming". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, n. 2, pp. 349-356.